

Инженер-нефтяник

№ 1'2011

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Бинарные технологии при поиске залежей нефти и газа

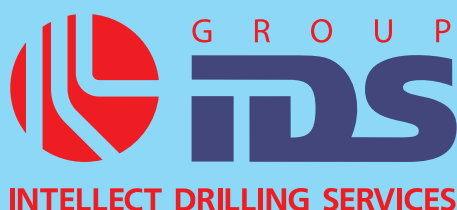
Вопросы возобновляемости углеводородных ресурсов

Отбор керна в донных отложениях Байкала

Инструмент для бурения высокотехнологичных скважин

Динамические процессы разрушения горной породы

Приток высоковязкой нефти к горизонтальному стволу



**Интегрированный
буровой сервис**



Адрес компании:
127422, Москва,
Дмитровский проезд, 10
тел.: +7 (495) 543 9116
факс: +7 (495) 543 9612
e-mail: info@ids-corp.ru
сайт в Интернете:
www.ids-corp.ru

INTELLECT DRILLING SERVICES



СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

- обеспечение всего цикла строительства боковых стволов с полным производственным и технологическим обеспечением;
- собственный парк мобильных буровых установок грузоподъемностью 125 тонн;
- наличие производственной базы с необходимым оборудованием и инструментом для ремонта и обслуживания буровых установок;
- квалифицированные специалисты с большим опытом бурения боковых стволов, прошедшие обучение в специализированных центрах отрасли;
- вахтовый и специализированный транспорт

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

- проектирование профиля наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- инклинометрия, резистивиметрия и проведение гамма-каротажа при бурении наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- установка и ориентирование клина-отклонителя;
- собственные телесистемы с гидравлическим (Geolink MWD), электромагнитным (ЗИС 43М) и электрическим (Гуобит-К108) каналами связи;
- передвижные лаборатории осуществляют круглосуточный контроль проводки скважины в автономном режиме работы

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

- разработка программы углубления скважины при бурении роторным способом и при использовании забойных двигателей;
- инженерное сопровождение программы углубления скважины с поставкой комплекта долот шарошечных и PDC отечественного и зарубежного производства;
- отбор керна при роторном способе бурения и при использовании забойных двигателей усовершенствованными керноотборными снарядами;
- прокат турбобуров, а также винтовых забойных двигателей собственного производства;
- технико-экономический анализ результатов отработки долот, забойных двигателей с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

- разработка рабочих программ и проектов на строительство скважин и боковых стволов;
- анализ строительства и эксплуатации скважин с разработкой рекомендаций по повышению их потенциала;
- разработка технологических регламентов на строительство скважин для вводимых в эксплуатацию месторождений;
- технико-экономический анализ применения новейших технологий при строительстве скважин;
- разработка специализированного программного обеспечения направленного бурения;
- консультационное и научно-методическое сопровождение бурения скважин или отдельных операций

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

№1 2011г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

СОДЕРЖАНИЕ

5

Инновационная геофизика: бинарные технологии прямых поисков месторождений полезных ископаемых (часть I) Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С., Бобровников Л.З.

10

О возобновляемости углеводородных ресурсов
Иванников В.И.

13

Буровой инструмент для отбора керна в донных отложениях озера Байкал
Кочуков В.В., Хахаев Б.Н.

16

Приток к системе горизонтальных скважин в однородном пласте
Чупров И.Ф., Канева Е.А.

18

Потеря давления при движении жидкости внутри скважинного фильтра
Куликов В.В.

20

Геонавигация интеллектуальных многозабойных кибер-скважин
Кульчицкий В.В., Архипов А.И.

25

Концептуальные разработки для интенсификации бурения наклонно направленных скважин Полей Н.А.

27

Новое устройство для искривления скважин
Морозов Ю.Т., Зарипов Р.Р.

29

Исследование свойств S-образного профиля наклонно направленной скважины
Охотников А.Б.

31

Разработка научного метода объективной оценки динамических процессов разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего действия класса PDC (часть II)
Борисов К.И.

35

Аннотации статей

В соответствии с решением № 6/6 Президиум ВАК Минобрнауки России от 19 февраля 2010 г. журнал включён в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёных степеней кандидата и доктора наук.

Учредитель научно-технического журнала «Инженер-нефтяник»: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

Главный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

Повалихин Александр Степанович – д.т.н., главный редактор

Литвиненко Владимир Стефанович – д.т.н., профессор, ректор Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического университета)

Мартынов Виктор Георгиевич – д.э.н., профессор, ректор Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина

Новоселов Владимир Васильевич – д.т.н., профессор, ректор Тюменского Государственного нефтегазового университета

Калинин Анатолий Георгиевич – д.т.н., профессор кафедры современных технологий бурения скважин Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Бастриков Сергей Николаевич – д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»

Гноевых Александр Николаевич – д.т.н.

Кочуков Вячеслав Васильевич – к.т.н., генеральный директор ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

Кульчицкий Валерий Владимирович – д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, директор НИИ буровых технологий Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина

Потапов Александр Григорьевич – д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «ВНИИГАЗ»

Соловьёв Николай Владимирович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой современных технологий бурения скважин Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Экспертный совет журнала:

Ангелопуло Олег Константинович – д.т.н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина

Бородавкин Пётр Петрович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина

Быков Игорь Юрьевич – д.т.н., профессор, зав. кафедрой машины и оборудование нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета

Дёмин Николай Владимирович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой геоэкологии и безопасности жизнедеятельности Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Рогачёв Михаил Константинович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического университета)

Сазонов Алексей Алексеевич – к.э.н., генеральный директор НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация»

Фортунова Наталья Константиновна – д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой литологии Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич

Перевод Орлов Николай Александрович

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10

Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12

Адрес электронной почты: rovalihin@ids-corp.ru

Адрес сайта в сети Интернет: www.ids-corp.ru

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ №ФС77-35382 от 17 февраля 2009 г.

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» – 35836

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц.

При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях.

Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

УДК 553.98 (47+57)

Инновационная геофизика: бинарные технологии прямых поисков месторождений полезных ископаемых (часть 1)

В.П. Мельников – доктор техн. наук, профессор, директор
(Институт криосферы Земли СО РАН)

В.И. Лисов – доктор экон. наук, профессор, ректор;

О.С. Брюховецкий – доктор техн. наук, профессор, проректор;

А.З. Бобровников – доктор техн. наук, профессор, декан
(РГГРУ)

Стандартные, традиционно используемые в настоящее время геофизические методы поисков и детальной разведки месторождений полезных ископаемых, являются монополевыми, поскольку в их основе лежит изучение особенностей пространственного распределения в верхних слоях Земли одного из естественных или искусственно возбуждаемых геофизических полей: магнитного, электрического, сейсмического, радиационного, гравитационного или теплового.

Это приводит к тому, что стандартными геофизическими методами месторождения большинства полезных ископаемых (пожалуй - кроме месторождений радиоактивных и магнитных руд) могут быть обнаружены - с не слишком большой степенью вероятности - лишь по косвенным, не вполне однозначным признакам. И чем глубже располагается искомое месторождение, тем меньше вероятность его обнаружения.

Если же использовать многополевые технологии, основанные на одновременном (или в строго заданной временной последовательности) воздействии на искомый геологический объект нескольких разнородных искусственно возбуждаемых полей, то можно проводить практически прямые поиски месторождений полезных ископаемых, изучая специфические отклики от них, обусловленные их (и только их !) особыми физико-химическими свойствами.

В РГГРУ к настоящему времени разработаны и опробованы на ранее изученных, «эталонных», месторождениях различных полезных ископаемых несколько принципиально новых, бинарных геофизических технологий, позволяющих проводить практически прямые поиски и детальную разведку месторождений наиболее востребованных в настоящее время полезных ископаемых на суше, на прибрежном шельфе и на глубоководных морских акваториях.

Отличительной особенностью принципиально новых бинарных технологий от стандартных геофизических методов является использование одновременно нескольких мощных искусственно создаваемых многокомпонентных электромагнитных полей и сейсмических (упругих) колебаний, которые воздействуя одновременно (или в заданной временной и пространственной последовательности) на искомый объект поисков (рудное тело, нефте-газонасыщенный пласт, линзу пресной воды и т. п.), возбуждают в нем (или на его контактах с вмещающей средой) сложные электрохимические,

электрополяризационные, электродинамические и электрокинетические процессы, которые, в свою очередь, возбуждают в окружающем пространстве вторичное многокомпонентное электромагнитное поле. Это поле имеет значительную величину и может наблюдаться даже на большом удалении от искомого геологического объекта в виде многокомпонентного электромагнитного сигнала, параметры которого **однозначно** связаны не только с физико-химическими свойствами, но и минералогическим и гранулометрическим составом изучаемого геологического объекта.

К числу таких технологий наиболее проработанными к настоящему времени являются:

- **бинарный сейсмoeлектромагнитный метод (метод СЭМ)**, основанный на изучении, линейных, нелинейных и параметрических процессов, происходящих в горных породах и рудах и особенно интенсивно - в нефтегазовых залежах - при бинарном и одновременном воздействии на них упругих (сейсмических) колебаний, постоянных, импульсных или гармонических электромагнитных полей заданной временной и пространственной последовательности и заданного спектрального состава.

- **метод тензорных измерений (метод МТИ)** линейных и нелинейных параметров вторичного электромагнитного поля, основанный на одновременном воздействии на геологические объекты несколькими постоянными, импульсными и гармоническими электромагнитными и сейсмическими полями, позволяющий не только уверенно различать графитизированные углефицированные геологические образования, сульфидные оруденения, пресные и минерализованные воды, но и определять пространственное (по глубине и простирацию) местоположение их наибольшей концентрации.

Бинарный сейсмoeлектромагнитный метод

В настоящее время мировая нефтегазовая индустрия несет громадные финансовые потери вследствие бурения разведочных малопродуктивных или даже - «сухих», совершенно непродуктивных, скважин. При глубинах свыше 2-3 км практически только одна из 3-5 пробуренных поисковых скважин оказывается продуктивной, а остальные являются или сухими, малодобитными или же нерентабельными в эксплуатации и просто висят «мертвым грузом» на ведущих Российских нефтедобывающих компаниях. Это достаточно хорошо видно из рассмотрения рис.1.

БЕЗДЕЙСТВУЮЩИЕ СКВАЖИНЫ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ ФОНДЕ КРУПНЕЙШИХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ*

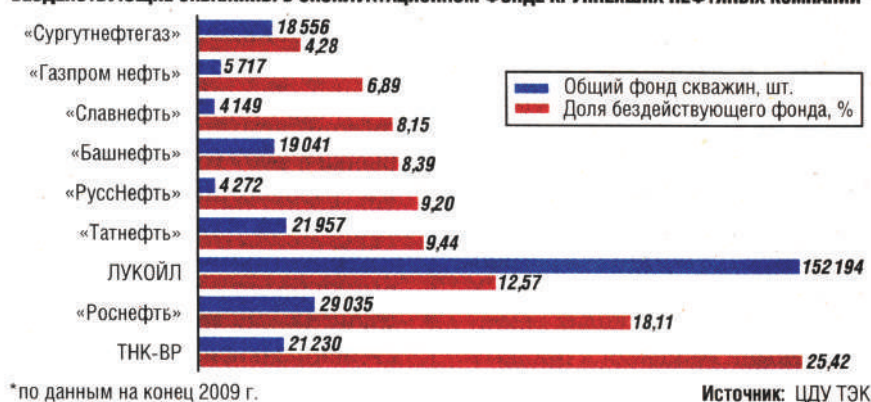


Рис.1. Бездействующие скважины

Объяснением данной ситуации служит то, что сегодня все, даже самые современные, стандартные, геофизические методы, используемые в самом широком комплексе, не обеспечивают надежного определения местонахождений продуктивных залежей углеводородов, поскольку являются не прямыми, а косвенными и основываются, в сущности, на поисках структур-ловушек, в которых с не слишком большой вероятностью могут находиться залежи углеводородов.

В общем случае обычные, наиболее широко используемые, геофизические методы поисков и разведки нефтегазовых месторождений основываются на представлении изучаемого геолого-геофизического разреза в виде следующей физической модели:

а) геолого-геофизический разрез, составленный осадочными породами, рассматривается как пористая мембрана сложного строения;

б) мембрана заполнена флюидами различного состава и разной концентрации. Преобладающая часть насыщена соевыми растворами с концентрациями разных солей. Небольшая часть заполнена рассеянными углеводородами, образуя более или менее богатые углеводородами пласты. При этом углеводороды замещают соевые растворы и в хорошо проницаемых коллекторах, образуют промышленные залежи углеводородов с нефтегазовой насыщенностью до 10-15%;

в) углеводороды имеют электрическое сопротивление на 8-9 порядков выше электрического сопротивления соевых растворов, и, казалось бы, могут достаточно достоверно обнаруживаться стандартными методами электроразведки. Однако это возможно только в том случае, если продуктив-

ный пласт имеет большую мощность и залегает относительно не глубоко;

г) применение стандартной сейсморазведки также не дает абсолютно достоверных сведений о наличии в изучаемом геологическом разрезе продуктивных пластов, содержащих углеводороды. Однако при прохождении через пласт углеводородов сейсмическая волна вызывает смещения частиц углеводородов относительно твердого скелета коллектора, что вызывает появление сейсмoeлектрического поля в окружающем нефтегазовый пласт пространстве. При прочих равных условиях величина электрической компоненты сейсмoeлектрического сигнала пропорциональна электрическому сопротивлению порового вещества, поэтому отклик от углеводородов (как жидких, так и газообразных) значительно больше, чем от поровой минерализованной воды, находящейся в коллекторе.

Таким образом - обнаружение сейсмoeлектрического сигнала, возникающего в окружающем пространстве во время прохождения упругой волны через пласт, непосредственно указывает на наличие в нем углеводородов. Однако величина сейсмoeлектрического сигнала обычно весьма мала, поэтому сейсмoeлектрические методы применимы лишь тогда, когда продуктивный пласт имеет достаточно большую мощность и залегает относительно не глубоко.

В результате лабораторных, модельных и экспериментальных полевых исследований на известных нефтегазовых месторождениях сотрудниками РГГРУ [8-12] было установлено, что при одновременных воздействиях сейсмических и электромагнитных полей на нефтегазовую залежь, в ней наиболее интенсивно протекают механoeлектрические,

электрокинетические, электрохимические и электрические поляризационные процессы, которые инициируют весьма интенсивный многокомпонентный сейсмoeлектромагнитный сигнал, достаточный для уверенной регистрации — даже при глубинах залегания продуктивного нефтегазового пласта до 4-5 км. При этом, при прочих равных условиях, сейсмoeлектромагнитный сигнал в целом пропорционален мощности продуктивного пласта, его проницаемости и концентрации углеводородов в нем.

Впервые теоретическое описание возникновения сейсмoeлектрических сигналов в пористой двухфазной среде дал Я.И. Френкель. Впоследствии в 1956 году М. Био развил эту теорию, описывающую распространение упругих волн в пористой влажно-газо насыщенной среде. Затем С. Прайд более строго решил основную задачу сейсмoeлектрики. Впоследствии в работах Б.С. Светова были предложены более простые решения. В работе Бобровникова Л.З., Геннадина Б.И. и Мельникова В.П. [1-6] рассмотрены принципы моделирования сейсмoeлектрических эффектов в различных средах. Первые опытно-производственные работы с положительными результатами с использованием принципов сейсмoeлектрики были выполнены Вишняковым А.Э. [7]. Однако до сих пор нет достаточно строгого теоретического решения о структуре сейсмoeлектромагнитных полей, возникающих в нефтегазовых пластах при одновременном воздействии на них электромагнитных полей и упругих колебаний.

Проведенное в РГГРУ математическое и физическое моделирование вызванных сейсмoeлектрических (сейсмoeлектромагнитных) процессов позволило составить ряд уравнений, численное решение которых для различных геологических и наиболее характерных граничных условий, в случае трехслойного разреза, приведено на рис. 2 и достаточно хорошо коррелирует с результатами экспериментальных исследований приводимых на рис. 3 и 4.

Запись реальных сейсмoeлектромагнитных сигналов над двухпластовой нефтегазовой залежью вблизи устья разведочной скважины и примеры записи интенсивности сейсмoeлектромагнитных сигналов по профилям над центрами залежей приведены на рис. 3 и 4 соответственно.

Основной особенностью нового метода является то, что в отличие от известных структурных геофизических методов, позволяющих проводить поиски

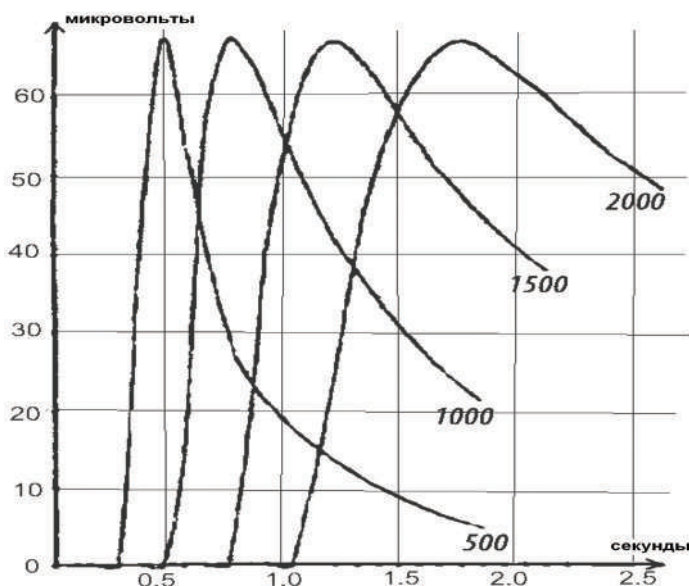


Рис. 2 Результаты теоретических расчетов над нефтегазовым пластом мощность 20 метров, в зависимости от глубины его залегания и удельного электрического сопротивления перекрывающей толщи

структурных элементов геологического разреза, например, сейсморазведки и электроразведки в различных модификациях, из принимаемого на поверхности электромагнитного сигнала сложной формы выделяется сигнал (путем компьютерной обработки по специально разработанным программам, основанным на нейросетевых методах вычислений), обусловленный наличием в изучаемой структурной ловушке

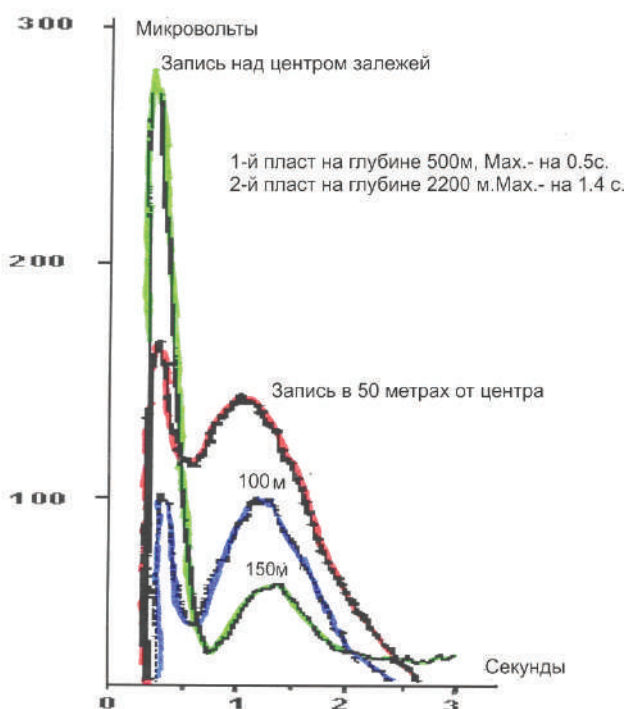


Рис. 3. Запись реальных сейсмoeлектромагнитных сигналов над двухпластовой нефтегазовой залежью вблизи устья разведочной скважины

углеводородов (нефти, газа или газоконденсата). Если в ловушке углеводороды отсутствуют или их очень мало, сейсмoeлектромагнитный сигнал не обнаруживается вовсе.

В общем случае интенсивность принимаемого сейсмoeлектромагнитного сигнала пропорциональна мощности изучаемого продуктивного нефтегазового пласта, а по времени достижения сигнала максимального значения (после первого вступления) можно достаточно точно определить глубину залегания этого пласта и тем точнее, чем точнее известна скорость распространения упругих колебаний в изучаемом геологическом разрезе. Если изучаемая залежь является многопластовой, то каждый отдельный продуктивный пласт достаточно большой мощности отображается в принимаемом сигнале в виде появления характерных максимумов и минимумов.

Разработанная новая технология позволяет оконтурить залежи углеводородов как на суше, так и на морских акваториях и обеспечивает коэффициент успешности последующего разведочного бурения до 75-80%. Опытные производственные работы по методу СЭМ с положительными результатами были выполнены на Баренцевом, Северном и Черном морях и в Мексиканском заливе на 7 морских нефтегазовых месторождениях и на одном месторождении на суше (в Техасе), при этом заказные поисково-разведочные работы были проведены по более, чем трём тысячам километров профилей, при глубинах моря от 5 до 500 метров и глубинах залегания нефтегазовых залежей до 5 км.

По результатам работ были указаны места для заложения 67 разведочных скважин, из которых наличие нефтегазовых залежей была подтверждена бурением на 59-х скважинах (вместо 318 скважин, первоначально предложенных к разведочному бурению другими организациями, по результатам проведенных ими стандартных сейсморазведочных работ, в комплексе с электроразведкой, гравиразведкой и магнито-

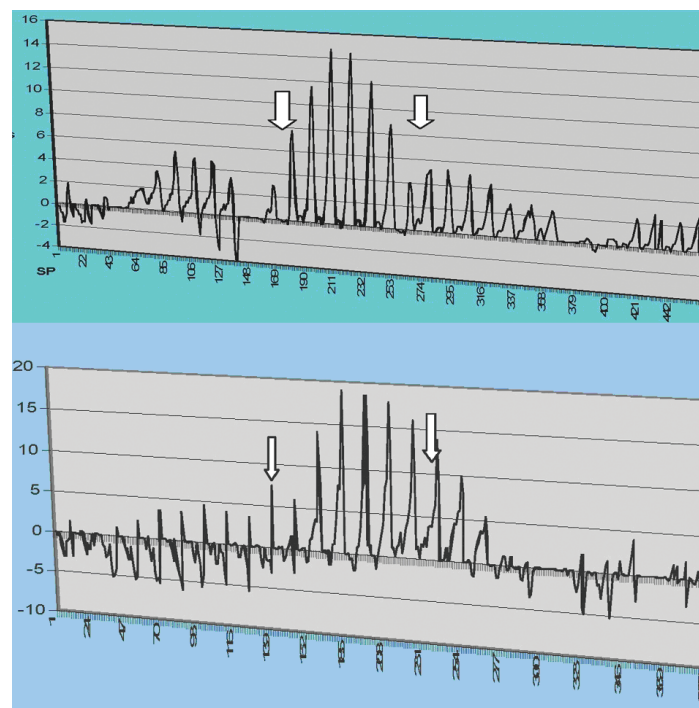


Рис. 4 Примеры записи интенсивности обработанных сейсмoeлектромагнитных сигналов по профилям над центрами залежей

Особенно эффективны и очень производительны (до 100 погонных километров профилей в сутки) работы по методу СЭМ на море, ибо данные, получаемые при движении судна на скорости движения до 4-х узлов, практически в реальном времени, являются абсолютно объективными, поскольку наблюдаемые, регистрируемые и анализируемые ЭВМ сейсмoeлектромагнитные сигналы связаны непосредственно с продуктивными нефтегазовыми пластами и обусловлены ими и только ими.

При проведении опытно-производственных работ оказалось, что применение нового метода особенно выигрышно при поисках и детальном изучении нефтегазовых залежей в нетрадиционных ловушках (литолого-стратиграфических, дизъюнктивно-экранированных и комбинированного типов), а также - в качестве дополнительного метода детальной доразведки для разбраковки и детализации результатов, полученных на конкретной структуре ранее другими, стандартными геофизическими методами.

Достаточно подробно все это доказано в авторских свидетельствах на изобретения РГРУ и ВНИИОкеангеология, на основе которых разработан метод СЭМ: № 1357899, № 1371255, № 1376055, № 1394927, № 1428029, № 1429783, № 1434385, № 1434999, № 1447106, № 1457614, № 1463004, № 1491193, № 1491194, № 1498250, № 1542269 [13-20].

Структурная схема сейсмoeлектромагнитного комплекса аппаратуры состоит из генераторного и измерительного блоков (рис. 5). В полной комплектации генераторного блок выполнен в виде четырех генераторов импульсов, два из которых используются для возбуждения токов в питающих линиях АВ, а два других – для обеспечения работы генераторов упругих (сейсмических) колебаний - спаркеров.

Генераторы импульсов для питающих линий АВ представляют собой тиристорно-транзисторный инверторы с микропроцессорным управлением, способные обеспечить в заземленных (заводненных, при проведении морских работ) питающих линиях (или питающих петлях) электрический ток заданной формы со строго стабильной амплитудой. При этом ток может быть как знакопеременным, с импульсами

заданной частоты повторения и регулируемой длительности, так и пульсирующим (однополярным), с огибающей или в виде меандра, или разной длительности положительных и отрицательных импульсов, или может иметь специальную, определяемую конкретными геолого-геофизическими условиями, форму. При этом в импульсных режимах генераторы способны обеспечивать токи до 1 тыс. ампер при напряжении до 2 тыс. вольт. При работе в непрерывных режимах генераторы позволяют генерировать токи до 100 ампер при напряжении до 2 тыс. вольт (при средней мощности первичного источника питания до 100 киловатт).

Генераторы импульсов питания спаркеров также представляют собой тиристорно-транзисторный инверторы с микропроцессорным управлением, способные обеспечить рабочие токи в спаркерах с амплитудой до 1 тыс. ампер.

Приемно-измерительный блок состоит из 3-х независимых субблоков, позволяющих проводить измерения электрических, магнитных и сейсмических компонент сейсмoeлектромагнитного сигнала, и выполнен на основе высокопроизводительного компьютера со специальными входными устройствами, состоящими из 16...24-х прецизионных, гальванически разделенных между собой малошумящих масштабных усилителей (применяемых, как правило, при проведении работ на суше) и 18...24-х разрядных аналого-цифровых преобразователей. Входные масштабные усилители работают в частотном диапазоне от постоянного тока до 1000 герц. Уровень собственных шумов, приведенных к входу на частоте 0,1 герца, не превышает 0,05 микро-вольта.

Измерительное устройство позволяет: проводить исследование импульсно-переходных характеристик изучаемого геоэлектрического разреза и обеспечивает измерение процессов нарастания и спада принимаемых сейсмoeлектромагнитных сигналов с регулируемой детальностью (с интервалами отсчетов в пределах от 10 микросекунд до 100 миллисекунд) и погрешностью отсчета интенсивности сейсмoeлектромагнитных сигналов не более 0,5 %, что обеспечивается применением цифровой фильтрации и метода накопления в процессе первичной обработки принимаемых сигналов, которые затем обрабатываются по специальным программам, основанным на нейросетевых методах распознавания образов.

Результаты полевых наблюдений обрабатываются и интерпретируются с помощью входящей в комплекс высокопроизводительной многопроцессорной ЭВМ и, в случае необходимости, сразу же передаются через спутниковую систему в вычислительный центр для окончательной обработки.

Топографическая привязка результатов измерений осуществляется с помощью системы ГЛОНАСС или GPS.

В морском варианте (рис. 6) метод реализуется с помощью аппаратного измерительного комплекса, (размещаемого в специально оборудованном контейнере), включающего акустический и электромагнитный источники, две питающие электро-разведочные линии и приемно-измерительную линию.

В сухопутном варианте (рис. 7) аппаратура используется примерно такая же, что и в морском варианте. Но при этом комплекс дополняется тремя специальными

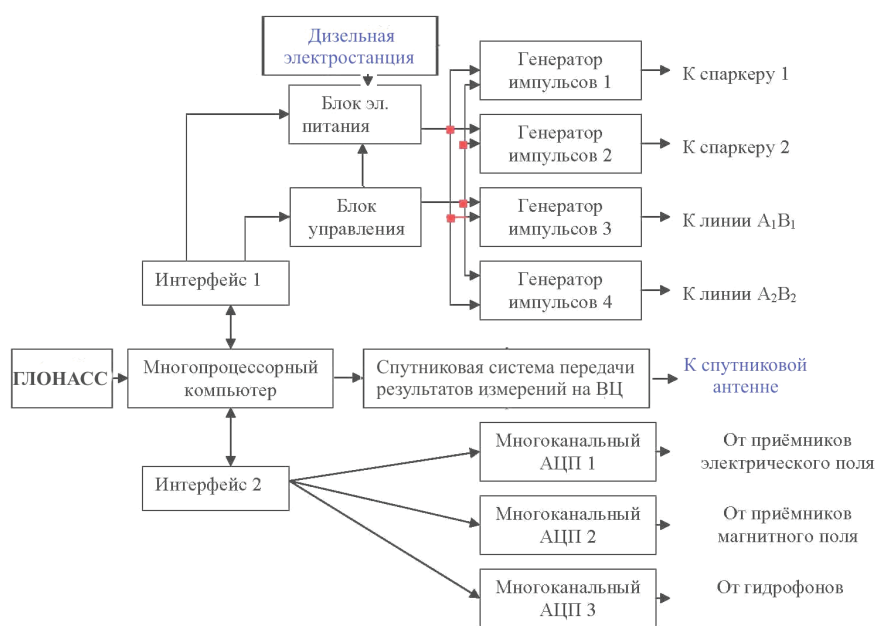


Рис. 5. Структурная схема аппаратного сейсмoeлектромагнитного комплекса СЭМ

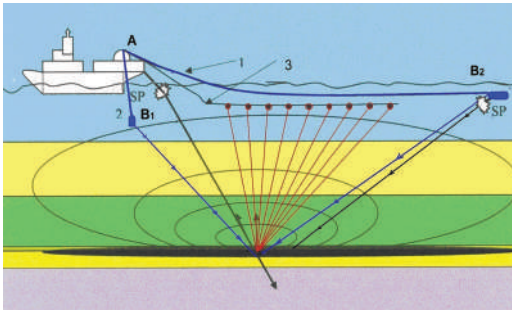


Рис. 6. Морской комплекс СЭМ.

1, 2 - питающие линии АВ₁ АВ₂ и специальные электроды - заводнители;
3 - приемно-измерительная линия, включающая приемники электрического и магнитного поля и сейсмодатчики - гидрофоны,
SP - спаркеры (излучатели упругих колебаний)



Рис. 7. Сухопутный вариант комплекса СЭМ

ЛИТЕРАТУРА

- Бобровников Л.З., Геннадик Б.И., Мельников В.П. К принципам моделирования сейсмoeлектрического эффекта второго рода. // Доклады АН СССР. - М.: Наука, 1989. - том 309. - № 4.
- Бобровников Л.З., Вишняков-Берг А.Э., Попов В.А. и др. Исследование возможностей поисков ТПИ на глубоководных акваториях по методу ВП и создания действующего макета аппаратуры. // Фонды МГРИ-РГГРУ. - М.: 1988. - 179.
- Бобровников Б.Л., Бобровников Л.З., Попов В.А. и др. Исследование процессов, протекающих в горных породах и рудах при одновременном воздействии упругих и электромагнитных колебаний. // Фонды МГРИ-РГГРУ. - М.: - 1990. - 268 с.
- Бобровников Л.З., Брюховецкий О.С., Михайлов В.А. «Новый метод прямых поисков и разведки нефтегазовых месторождений» // Геология и разведка. - М.: - 2009. - № 6.
- Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С., Бобровников Л.З. Бинарные технологии прямых поисков МПИ // Недропользование XXI век. - М.: Некоммерческое партнерство "Саморегулируемая организация "Национальная ассоциация по экспертизе недр" (НП НАЭН), - 2010. № 4.
- Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С., Бобровников Л.З. Бинарная технология прямых поисков нефтегазовых месторождений // Недропользование XXI век. - М.: Некоммерческое партнерство "Саморегулируемая организация "Национальная ассоциация по экспертизе недр" (НП НАЭН), -2010. - № 5.
- Вишняков-Берг А.Э., Паняев В.П., Яневич М.Ю. и др. Разработка теории и методики прямых поисков залежей нефти и газа. // Фонды ПГО «Севморгео», НИИГеологии Арктики. - 1981. с. 39.
- Брюховецкий О.С. Гидрофизический механизм формирования нефтегазовых месторождений // VII международная конференция "Новые идеи в науках о Земле" (Сборник избранных докладов). - М.: МГРУ, - 2006
- Брюховецкий О.С., Лурье М.В., Лопатин В.В. Гидрофизический механизм миграции газа. // VII международная конференция "Новые идеи в науках о Земле". - М.: МГРУ, - 2005
- Брюховецкий О.С. Структурная модель пласта // V Международная научно-практическая конференция "Наука и новейшие технологии при поисках, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых". - М.: РГГРУ, - 2006.
- Брюховецкий О.С., Лурье М.В. Гидротермальная циркуляция как основной механизм формирования месторождений полезных ископаемых (учебное пособие). - М.: - 2008.
- Брюховецкий О.С., Лурье М.В. «Исследование гидрофизических механизмов миграции газа и образования газовых залежей» // Геология и разведка. - М.: - 2006. - № 4.
- А.с. 1428029 СССР, Способ морской геоэлектроразведки / Бобровников Л.З., Попов В.А., Сушкевич Н.В. - заявл. 02.12.1987. - опубл. 01.06.1988
- А.с. № 1429783 СССР, Способ измерения вызванной поляризации в движении при геологоразведке / Бобровников Л.З., Вишняков-Берг А.Э., Попов В.А. и др. - приоритет 2.12.1986. - регистрация 8.06.1988
- А.с. № 1434999 СССР, Способ морской геоэлектроразведки в движении / Бобровников Л.З., Попов В.А., Сушкевич Н.В. - приоритет 4.12.1986. - регистрация 22.08.1988
- А.с. № 1447106 СССР, Способ вертикальных электрических зондирований при морской геоэлектроразведке. / Бобровников Л.З., Попов В.А., Сушкевич Н.В. - приоритет 4.12.1986. - регистрация 22.08.1088
- А.с. № 1463004 СССР, Способ морской геоэлектроразведки / Бобровников Л.З., Вишняков-Берг А.Э., Попов В.А. и др. - приоритет 2.12.1986. - регистрация 01.11.1988
- А.с. № 1491194 СССР, Способ морской геоэлектроразведки / Бобровников Л.З., Вишняков-Берг А.Э., Попов В.А. и др. - приоритет 2.12.1986. - регистрация 01.03.1989
- А.с. № 1498250 СССР, Способ морской геоэлектроразведки / Бобровников Л.З., Вишняков-Берг А.Э., Попов В.А. и др. - приоритет 13.01.1987. - регистрация 01.04.1989
- А.с. № 1542269 СССР, Способ морской геоэлектроразведки / Бобровников Л.З., Вишняков-Берг А.Э., Попов В.А. и др. - приоритет 13.01.1987. - регистрация 08.10.1989

УДК 553.98

О возобновляемости углеводородных ресурсов

В.И. Иванников – доктор техн. наук
(ОАО «Газ-Ойл»)

С начала освоения нефтяных ресурсов вопрос о происхождении нефти и газа остается в центре внимания нефтяной науки. На эту тему опубликованы тысячи работ, и, тем не менее, окончательного решения ученые не достигли. Проблема генезиса нефти по-прежнему является предметом дискуссий. В последнее время в связи с ростом потребления нефтепродуктов на повестку дня все чаще выносятся вопросы об истощении нефтяных запасов и даже «энергетическом кризисе».

Согласно эволюционной теории образования нефти и газа из захороненных органических материалов [1, 2] истощенность готовых запасов углеводородов (УВ) вполне очевидна.

Существуют варианты органической гипотезы о возможности быстрой генерации нефти и газа, в частности [3]. Здесь процесс синтеза УВ рассматривается как непрерывный, а в качестве примеров взяты газогидратные залежи, где скорость поступления газа составляет более 2 млн. куб. м в год и газовые выбросы гидротерм срединно-океанических хребтов со скоростью 1-5 м³/сек.

Апологеты неорганического синтеза нефти [4, 5] считают, что пополнение УВ запасов идет достаточно интенсивным путем и происходит постоянно и непрерывно за счет дегазации недр земли. Подсчеты Б.М. Валяева [5] дают глобальный вынос метана порядка 1 трлн. куб. м в год. Из этого следует, что прирост жидких и особенно легких УВ должен быть весьма значительным.

Данная гипотеза представляет нам наиболее оптимистичный прогноз, но её достоверность, увы, вызывает сомнения, по крайней мере, в части реализации процесса синтеза нефти из метана в природных условиях.

Те факты, которые якобы свидетельствуют о восполнении нефти в отработанных пластах (например, на Бакинских и Грозненских нефтепромыслах) не вызывают доверия и наиболее вероятно обязаны газонакоплению, которое обеспечивает продолжение добычи за счёт вытеснения остаточной нефти.

В соответствии с гипотезой конвергенции УВ, развиваемой автором, эманиции УВ газов, имеющих глубокий источник, дает основание считать их возобновляемым и постоянно пополняемым продуктом дегазации недр Земли. Но в тоже время запасы тяжелых УВ, рассеянные или сконцентрированные, в общем балансе убывают и рассчитывать на их пополнение на уровне современной добычи не приходится. Отсюда можно сделать весьма важный стратегический вывод о том, что нужно принять все доступные мероприятия и обратить внимание ученых и инженеров

нефтяной индустрии на разработку методов более полного извлечения нефти и более экономного её расходования.

Строго говоря, и нефть и газ являются восполняемыми ресурсами, но процесс их пополнения имеет размерность геологического времени.

В.И. Корчагин в работе [6] даже выдвигал идею о создании искусственных техногенных ловушек для нефти и газа. Что касается газа (в частности метана) генерируемого в процессе дегазации глубинных недр Земли, это не лишено смысла. Хотя более целесообразно начать масштабную эксплуатацию метана из угольных месторождения и разработку газогидратных залежей, где запасы газа огромны, но не существует технологически экономичных способов их извлечения.

Что касается нефти, и её все-таки органического происхождения, то организовать такой процесс вряд ли возможно.

Интересные данные о глобальной закономерности пространственного размещения залежей нефти и других горючих ископаемых, с точки зрения оценки перспективности территорий, представлены в работе [7]. Интерпретируя фактологический материал авторов, можно дать вполне ясное и простое объяснение диспозиции современного нахождения УВ скоплений. Нефтяные залежи сосредоточены в широтных поясах, где, в свое время (особенно юрское), была самая высокая биопродуктивность в морях и на суше.

Западная Сибирь, как геологический полигон, хорошо подтверждает эту зональность размещения нефти и газа. Повсеместная нефтеносность Среднего Приобья дальше на север сменяется газоконденсатными и газовыми месторождениями. Территория полуострова Ямал и шельфовая зона изобилуют исключительно газовыми залежами, включая такие гиганты как Бованенковское, Крузенштерновское, Тамбейское, Русановское и другие.

О чем это говорит? Это свидетельствует в пользу теории конвергенции УВ, которая предполагает, что газовая фаза УВ, поступающая из недр через разломы земной коры в результате дегазации планеты, является основным носителем и собирателем нефти в процессе её миграции в коллекторах осадочного комплекса. Сама же нефть, имеющая органическое происхождение и присутствующая в рассеянном виде, концентрируется в ловушках в полосе широт (рис. 1, 2), где имело место массовое скопление и захоронение органических веществ (ОВ). Баженовская свита, характерный тому пример. А в северных широтах из-за низкого количества ОВ в накопительных структурах и пластах собирався в основном газ.

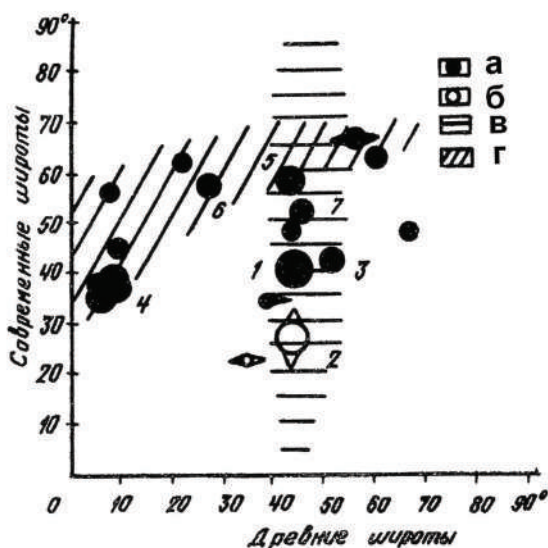


Рис. 1 Распределение доказанных промышленных запасов крупнейших месторождений горючих сланцев мира по современным и древним широтам:

1 – формация Грин-Ривер (эоцен) в штатах Колорадо, Юта, Вайоминг (США), содержит 45% всех известных запасов сланцевой смолы;
2 – формация Ирати (пермь) в юго-восточной части Бразилии содержит 30% всех известных запасов сланцевой смолы;
3 – третичное месторождение Фушунское (Китай);
4 – девон, нижний карбон в центральных и восточных штатах США;
5 – средний ордовик (кукерситы) Прибалтийского бассейна;
6 – кембрий-силур, месторождение Ванерн (Швеция);
7 – верхняя юра в Волго-Уральском регионе.

Полушария: а – северное; б – южное; в – главная полоса концентрации запасов по древним широтам; г – вторая полоса концентрации запасов.

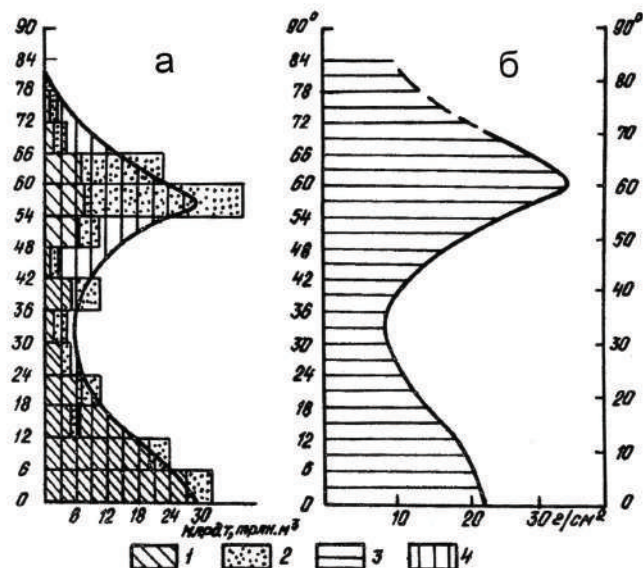


Рис. 2 Закономерности палеоширотного распределения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях и современного поширотного распределения живого вещества в океанах. Северное и южное полушария совмещены.

а – палеоширотное распределение нефти и газа;
б – средняя современная биомасса зоопланктона в слое воды 0-100 м в океанах (живое вещество):

- 1 – нефть;
- 2 – газ;
- 3 – живое вещество;
- 4 – суммарные начальные запасы углеводородов (газ, нефть) в отдельных 5-градусных палеоширотных поясах, осреднённых по дважды скользящим трёхпоясным интервалам широт

Характерным примером привязки месторождений нефти к разрывным дислокациям фундамента может служить тектоническая схема Ульяновской области (автор Ф.А. Кезин, 1986), выполненная на современном уровне региональных геофизических исследований (рис. 3). Четко видно тяготение скоплений УВ к границам тектонических элементов макроструктур и глубинным разломам.

Цепочка выявленных месторождений точно контролирует окаймление Жигулевско-Пугачевского свода, а группа месторождений Мелекесской впадины практически симметрично располагается по обе стороны от разрыва фундамента вдоль Кузнецкого грабена.

Это не специально выбранная, а вполне рядовая геологическая картина, интерпретирующая теорию конвергенции УВ.

Не менее показательны привязки нефтяных скоплений к линии сброса Инглюд в межгорной впадине Лос-Анжелос (штат Калифорния) рис. 4. и разломным дислокациям фундамента Татарского свода (Волго-Уральская нефтеносная область) – рис. 5.

Если присоединиться к сторонникам воспроизводства УВ продуктов за счет дегазации глубинных недр Земли (Б.М. Валяев, И.М. Шахновский и др.), то с учетом общемировой добычи можно получить баланс прихода и расхода нефти и газа. Но ничего подобного мы не наблюдаем и это есть еще один аргумент в пользу теории

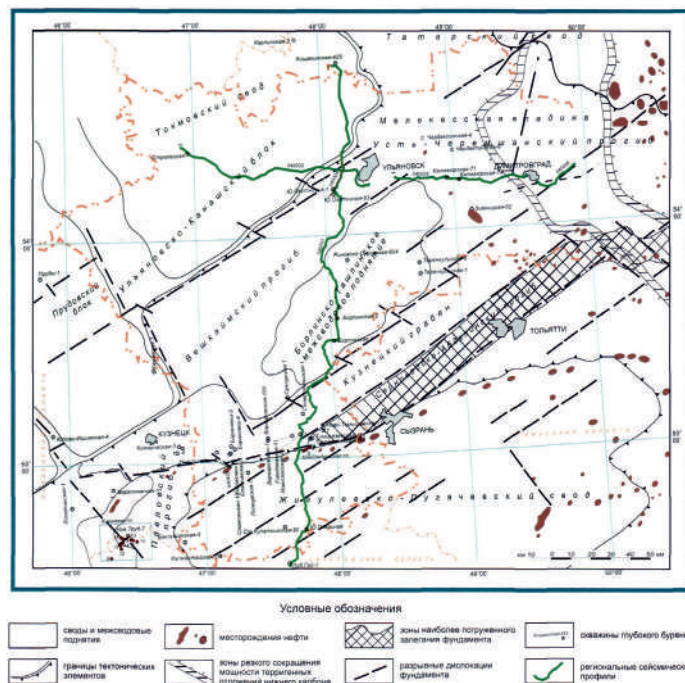
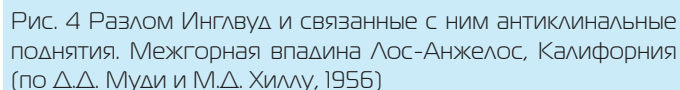
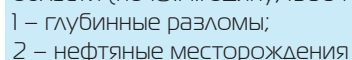


Рис. 3. Обзорная тектоническая схема Ульяновской области (Кезин Ф.А., 1986)

Рис. 3. Обзорная тектоническая схема Ульяновской области (Кезин Ф.А.)



Первая и вторая теории дают крайние значения скорости производства углеводородного сырья, различающиеся на несколько порядков геологического масштаба времени. Третья теория дает более – менее достоверное приближение к реальности, так как учитывает фактор миграции и вносит возможность его расчета. Эти расчеты, однако, показывают, что надеяться на восполнение столь необходимых нам флюидов не стоит и нужно искать им замену.



8. Шахновский И.М. Происхождение месторождений рудных и горючих полезных ископаемых. - М.: ВНИИОЭНГ, - 2005

УДК 621.921.34-21

Буровой инструмент для отбора керна в донных отложениях озера Байкал

В.В.Кочуков – канд. техн. наук, генеральный директор
(ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»)

Б.Н. Хахаев – канд. техн. наук, советник генерального директора
(ОАО НПЦ «Недра»)

Для ведения глубоководных буровых работ легкими буровыми установками использовались не стандартные и стандартные легкосплавные бурильные трубы. Первый комплект легкосплавных бурильных труб ЛБТ 129×12 разработан НИО СГБ "Недра" и изготовлен из сплава Д16Т с замками ЗЛ-155 из того же сплава. Использовался на буровом комплексе "Недра-Байкал-600". Второй комплект, составленный из стандартных легкосплавных труб ЛБТ 147×11-13 из сплава Д16Т, со стальными замками ЗЛ-172, использовался на буровом комплексе "Недра-Байкал-2000".

Для существенного уменьшения веса водоотделяющей колонны были использованы разработанные НИО СГБ "Недра" и изготовленные Самарской компанией "Самеко" комплект специальных легкосплавных обсадных труб ЛОТ диаметром 240 мм с толщиной стенки 10 мм. Указанные трубы представляют собой беззамковую конструкцию с высаженной наружу частью на концах, на которых нарезана резьба МК 250. Длина трубы 6 м и изготовлена она из сплава Д16Т. Масса 1 м трубы составляет 25 кг, что почти в 3 раза меньше массы аналогичной стальной обсадной трубы. Такая конструкция обсадной трубы, позволяет иметь равнопроходное сечение диаметром 220 мм при существенном уменьшении веса колонны.

Водоотделяющая колонна, спущенная и зацементированная на определенную глубину, одновременно выполняла роль кондуктора. Она представляла собой компоновку из специальных легкосплавных обсадных труб ЛОТ 240 мм, размещенных в пределах водной толщи и стандартных стальных обсадных труб типа ОТТМ 245 мм с толщиной стенки 7,9 мм, спускаемых и цементируемых в скважине.

Между нижней (стальной) и верхней (легкосплавной) секциями труб располагаются компенсатор удлинения колонны и разъединитель. Первый предназначен для обеспечения компенсации удлинения райзера в результате возможного перемещения бурового комплекса вместе со льдом. Второй - обеспечить разъединение верхней секции от нижней зацементированной по окончании буровых работ и консервации ствола скважины.

Обычно керн отбирается при враща-

тельном способе бурения, когда процессы отбора керна и формирования ствола скважины происходят одновременно. В осадках и слабо литифицированных и легко размываемых отложениях данный способ не пригоден, так как приводит не только к полному или частичному разрушению, но и изменению его структуры.

Для бурения с непрерывным отбором керна в донных отложениях озера Байкал, представленных от легко размываемых осадков до плотных и твердых горных пород, учеными НИО СГБ ФГУП НПЦ "Недра" совместно с НПО "Буровая техника - ВНИИБТ" (г. Москва) было разработано и успешно использовано при бурении всех скважин универсальное керноотборное устройство УКСБ 178/ 56-79 "Байкал-2" (табл. 1).

Таблица 1. Техническая характеристика керноотборного устройства УКСБ 178/56-79 "Байкал-2"

№ п/п	Показатели		Единица измерения	Величина
1	Диаметр бурения скважин		мм	212,7-269,9
2	Диаметр выносимого керна		мм	56-79
3	Диаметр корпуса устройства		мм	178
4	Длина устройства		мм	6240
5	Длина керноприёма		мм	2000
6	Максимальный диаметр керноприёмника		мм	95
7	Количество керноприёмников		шт.	3
8	Способы отбора керна	гидропоршневой	модель	ГПК-2
		вибрационный	модель	ВК-2
		вращательный	модель	РК-2
9	Гарантированный вынос керна		%	не менее 90
10	Сохранность структуры керна		%	не менее 95
11	Диаметр пластиковых вкладышей по керн		мм	63/58; 84/80
12	Масса устройства		кг	500

Данное устройство укомплектовано тремя съёмными, взаимозаменяемыми керноприёмниками, позволяющими отбирать непрерывный представительный керн разными способами без подъема бурильной колонны.

Для повышения выноса и сохранности структуры керна все керноприёмники оснащены пластиковыми вкладышами, применение которых обеспечивает кратное уменьшение сил трения между керном и трубкой, размещение керна в герметичном вкладыше со специальными крышками.

Устройство состоит из корпуса с поршневой камерой, верхнего и нижнего переводников. В промежуточном переводнике расположено посадочное седло для съёмных керноприёмников. Верхний переводник предназначен для соединения с элементами КНБК, а нижний - для присоединения бурильной головки (рис. 1).

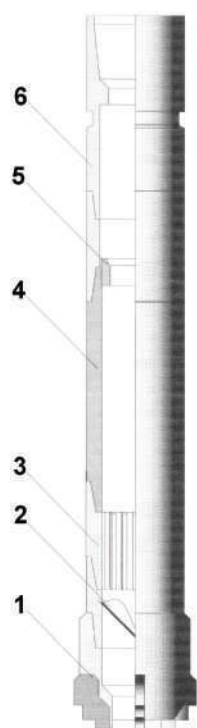


Рис. 1 Керноотборное устройство КНСБ 178/56-79 "Байкал-2"
1 – бурголовка;
2 – обратный клапан;
3 – шлицевой переводник;
4 – поршневая камера;
5 – посадочное седло;
6 – верхний переводник

В данной конструкции устройства с универсальным корпусом диаметром 185 мм, предусмотрено применение шести съёмных, взаимозаменяемых керноприёмников с удлиненным до 7,9 м керноприёмом, обеспечивающих отбор керна в любых по физико-механическим свойствам отложениях и категориях трудности отбора, с выносом керна более 90%. Увеличенная длина керноприёмника обеспечивает 2-3 кратное сокращение затрат времени на спуско-подъемные операции с керноприёмниками.

Гидропоршневой керноприёмник (ГПК-2), состоит из режущей коронки с лепестковым кернорвателем с 90% перекрытием проходного сечения, керноприёмной трубки с пластиковым вкладышем, силового поршня с узлом срезки штифтов посадочной головки

с захватной шейкой под овершот и штока с поршнем-разделителем (рис. 2, а).

Керноприёмник вибрационного типа (ВК-2), состоит из режущей коронки с лепестковым, как и у ГПК-2, кернорвателем, керноприёмной трубки, дренажного переводника, высокочастотного гидроударника с силовым поршнем и захватной головки с шейкой под овершот (рис. 2, б).

Устройство с керноприёмником вращательного типа (РК-2) представляет собой двойной колонковый набор с не вращающейся керноприёмной трубкой с пластиковым вкладышем внутри. Имеется распорный механизм (акцептор) и захватная головка с шейкой под овершот (рис. 2, в).

Первые два керноприёмника динамически задавливаются в породу. В варианте применения ГПК внедрение трубки в породу происходит под действием упругой силы сжатой до давления среза штифтов жидкости в трубах. А в варианте применения керноприёмника типа ВК задавливание происходит за счет высокочастотных (20-35 Гц) ударов, генерируемых гидроударником.

Гидропоршневой керноприёмник используется для отбора керна в осадках и слаболитифицированных глинах с плотностью до 1900 кг/м³. Вибрационный керноприёмник используется в песчаных отложениях.

Таблица 2. Техническая характеристика керноотборного устройства КНСБ 185/56-79

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Величина
1	Диаметр бурения скважин	мм	212,7-269,9
2	Диаметр выносимого керна	мм	56-79
3	Диаметр корпуса устройства	мм	185
4	Длина устройства	мм	11320
5	Длина керноприёма	мм	4860-7970
6	Максимальный диаметр керноприёмника	мм	95
7	Количество керноприёмников	шт.	6
8	Способы отбора керна	гидропоршневой	модель ГПК-6
		вибрационный	модель ВК-6
		вращательный	модель РК-6
		вибрационно-вращательный	модель ВВК-6
		вращательный с пилот-стволом	модель ПРК-6
		вращательный с приводом от винтового забойного двигателя	модель ВДВ
9	Гарантированный вынос керна	%	не менее 90
10	Сохранность структуры керна	%	не менее 95
11	Диаметр пластиковых вкладышей по керн	мм	63/58; 70/62; 84/80
12	Масса устройства	кг	1000

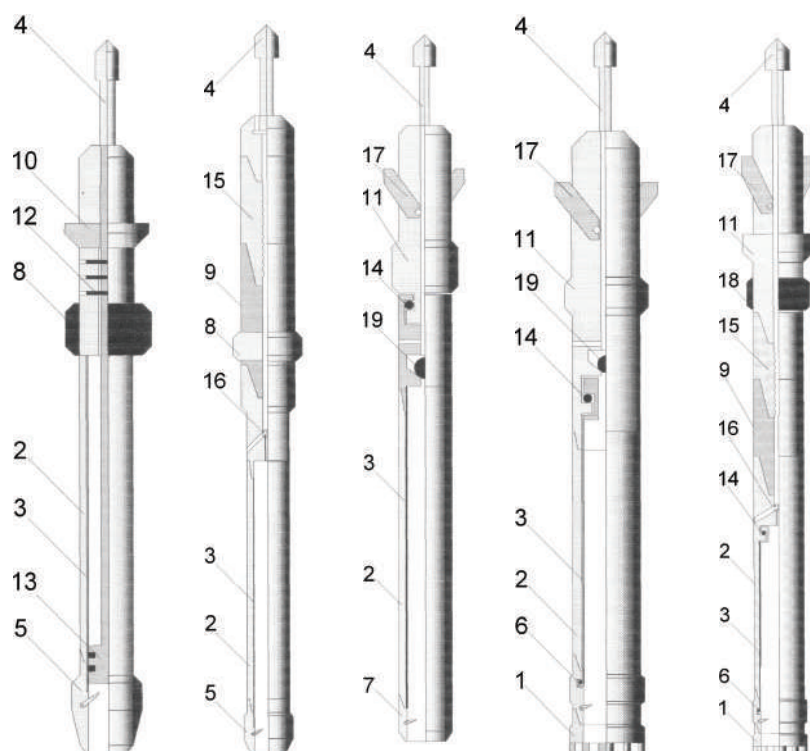


Рис. 2 Керноприёмники:
 а – гидropopушневой (ГПК);
 б – вибpационный (ВК);
 в – вращательный (В);
 г – вращательный с пилот-стволом (ГРК);
 д – вибpационно-вращательный (ВВК);
 1 – коронка; 2 – колонковая труба; 3 – вкладыш;
 4 – захватная головка; 5 – коронка с кернорвателем;
 6 – шаровая подвеска с кернорвателем;
 7 – кернорватель; 8 – нагрузочный поршень;
 9 – гидроударник; 10 – посадочное седло;
 11 – посадочная головка; 12 – срезные штифты;
 13 – разделительный поршень;
 14 – шаровая подвеска; 15 – отражатель;
 16 – узел эжекции; 17 – акцептор; 18 – манжета;
 19 – клапан

Вращательный керноприёмник (рис. 2, г) рассчитан на отбор керна в плотных, твердых отложениях, где влияние промывочной жидкости на формирующийся керн незначительно.

Кроме гидropopушневого (ГПК-6), вибpационного (ВК-6) и вращательного (РК-6), которые по конструкции аналогичны керноприёмникам керноот-

борного устройства УКСБ 178/56-79 и отличаются только увеличенной длиной керноприёма, введены три новых конструкции: вибpационно-вращательный (ВВК-6) (рис. 2, д), вращательный с пилот-стволом (ГРК-6) и вращательный с приводом от гидравлического винтового двигателя (ВДВ-6). Они рассчитаны на отбор керна в плотных и твердых отложениях, в которых формирующийся столбик керна неустойчив и легко размывается промывочной жидкостью.

Вибpационно-вращательный керноприёмник снабжён высокочастотным гидроударником ГМ-73, который позволяет совместить процессы резания породы и задавливания керноприёмника. При вращательном способе используется привод от винтового двигателя ВД-85.

Таблица 3. Результаты отбора керна в донных отложениях озера Байкал

Площадка, район	Глубина воды, м	Максимальный забой, м (суммарная проходка, м)	Проходка с отбором керна, м (отбор керна, %)		
			Тип керноприёмника		
			поршневой	вибpационный	вращательный
BDP-93 Бугульдейская перемычка (3 скважины)	354	102 (297)	150 (99)	12 (99)	14 (80)
Суммарная проходка с отбором керна – 176 м, вынос керна - 97%					
BDP-96 Академический хребет (3 скважины)	321	302 (402)	134 (99)	77 (99)	74 (61)
Суммарная проходка с отбором керна – 285 м, вынос керна - 89%					
BDP-97 Южная котловина (2 скважины)	1436	225 (386)	-	-	-
Бурение в экспериментальном режиме без отбора керна					
BDP-98 Академический хребет (3 скважины)	337	674 (928)	270 (99)	11 (98)	330 (91)
Суммарная проходка с отбором керна – 611 м, вынос керна - 95%					
BDP-99 Посольская банка (2 скважины)	202	350 (463)	113 (99)	-	142 (94)
Суммарная проходка с отбором керна – 255 м, вынос керна - 96%					

Испытания керноотборного устройства КУСК 185/56-79 были проведены в глубоководной скважине ВДР-99 (Посольская банка) при глубине воды 201 м. Результаты отбора керна приведены в табл. 3, из которой видно, что испытания, в основном, оказались успешными. Гидропоршневой керноприёмник (ГПК-6), позволил получить качественный керн с выносом 100%. В отложениях с плотностью до 1600 кг/м³, глубина отбора за рейс достигла 6,28 м. В более плотных отложениях с плотностью 1700 кг/м³ и 1780 кг/м³ глубина отбора керна за рейс составила 3,57 и 2,79 м соответственно.

Пилотно-роторный керноприёмник (ПРК-6), в процессе отбора керна, в глинистых отложениях с плотностью 2000-2030 кг/м³, показал хорошие результаты. При средней проходке за рейс 3,5 м достигнута механическая скорость при отборе 16 м/ч с выносом высококачественного керна 97%. Для сравнения, при использовании в аналогичных условиях вращательных керноприёмников РК-2 и РК-6, максимальная

механическая скорость отбора достигала 4,7 м/ч, что почти в 4 раза ниже полученной при отборе керноприёмником ПРК-6.

В компоновке с керноотборными устройствами УКСБ 178/56-79 и КУСК 185/56-79 использовалась специально разработанная трёхлопастная бурголовка К212,7/79 М2 режущего типа. Лопасти бурголовки оснащены твердосплавными зубками типа Г-23, диаметром 14 мм. Щелевидные промывочные отверстия смещены к периферии забоя так, чтобы свести к минимуму влияние промывочной жидкости на формирующийся столбик керна.

Испытания керноприёмников ВВК-6 и ВДВ-6, хотя и были проведены в геологических условиях, не предназначенных для них, показали, что их конструкции работоспособны и могут быть эффективно использованы для отбора керна в глубоководных скважинах.

УДК 622.243.24

Приток к системе горизонтальных скважин в однородном пласте

И.Ф. Чупров – доктор техн. наук, профессор

Е.А. Канева – ассистент

(Ухтинский государственный технический университет)

Традиционно разработка месторождений углеводородов обеспечивается при помощи бурения с поверхности вертикальных скважин. При этом на забое скважины поддерживается давление, меньшее пластового. Под действием этого перепада давления жидкие углеороды приходят в движение и притекают в скважину. Фактором, препятствующим движению флюидов в пласте, является то, что по мере приближения к скважине площадь фильтрации сильно сокращается, а скорость фильтрации, соответственно, возрастает. Как следствие, значительно возрастает градиент давления. В итоге наибольшая часть перепада давления – основной движущей силы – расходуется в призабойной зоне скважины.

Горизонтальные скважины (ГС) по сравнению с вертикальными скважинами имеют значительно большую площадь поверхности фильтрации, что позволяет уменьшить фильтрационное сопротивление и при равном перепаде давления, обеспечить более высокий дебит. Применение ГС является одним из методов увеличения площади контакта «скважина-пласт». Горизонтальные скважины, протягиваясь по продуктивному пласту на сотни метров, вскрывают в пласте несколько трещиноватых зон повышенной проницаемости. В результате увеличивается степень охвата пласта дренированием, воздействием рабочим агентом, а в итоге возрастают

дебиты скважин и нефтеотдача. Продуктивность ГС растет с ее длиной. Выигрыш в производительности может быть в 3–5 раз и более по сравнению с вертикальными скважинами [1].

Основным направлением разработки залежей высоковязких нефтей и битумов является применение различных вариантов теплового воздействия системой горизонтальных скважин. Наибольший опыт разработки залежи нефти anomalно высокой вязкости горизонтальными скважинами накоплен на Ярегском месторождении, разрабатываемого термощахтным методом около 40 лет.

Сделаем оценки притока к одиночной скважине и к системе горизонтальных скважин для однородного пласта.

Рассмотрим сначала одну горизонтальную скважину длиной ℓ , радиуса r_c , расположенную в центре однородного изотропного пласта с круговым контуром питания R_k , на котором задано давление p_k . Давление на стенке скважины p_c . Следуя терминологии и исследованиям Ю.П. Борисова и В.П. Пилатовского [2], полное фильтрационное сопротивление можно представить в виде суммы двух сопротивлений: внешнего и внутреннего. Внешнее фильтрационное сопротивление зависит от геометрии пласта, длины и её положения скважины относительно контура питания. Для горизонтальной скважины определяется в виде

$$\Omega = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{4R_k}{\ell} \quad (1)$$

Внутреннее фильтрационное сопротивление зависит от геометрических размеров скважины в разрезе, толщины пласта, его анизотропии и определяется, как

$$\omega = \frac{\mu}{2\pi k\ell} \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_c} \quad (2)$$

Объединив значения внешнего и внутреннего фильтрационных сопротивлений, получим отношение перепада давления к дебиту горизонтальной скважины

$$\frac{p_k - p_c}{q} = \frac{\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{4R_k}{\ell} + \frac{h}{\ell} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right)$$

Откуда

$$q = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \left(\ln \frac{4R_k}{\ell} + \frac{h}{\ell} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right)} \quad (3)$$

В случае n горизонтальных стволов, выходящих из одной точки в центре пласта при равенстве углов между ними, на основании тех же представлений о внешнем и внутреннем сопротивлении, получается следующая расчетная формула:

$$q = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \left(\ln \frac{F(n)R_k}{\ell} + \frac{h}{n \cdot \ell} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right)} \quad (4)$$

где ℓ - длина отдельного ствола; h - толщина пласта; k - проницаемость; μ - динамическая вязкость;

$F(n) = 4; 2,1; 1,86; 1,78$ при $n = 1, 2, 3, 4$ соответственно, ($F(n) \rightarrow 1$ при $n \rightarrow \infty$). Как частный случай при $n = 1$ из (4) получим (3).

При разработке Ярегского месторождения применяется несколько систем термощахтной разработки. При всех этих модификациях нефть добывается через плотную сетку горизонтальных и полого восходящих скважин, пробуренных из центра уклонного блока. Разрабатываемый элемент представляет в пласте (как правило) правильный шестиугольник

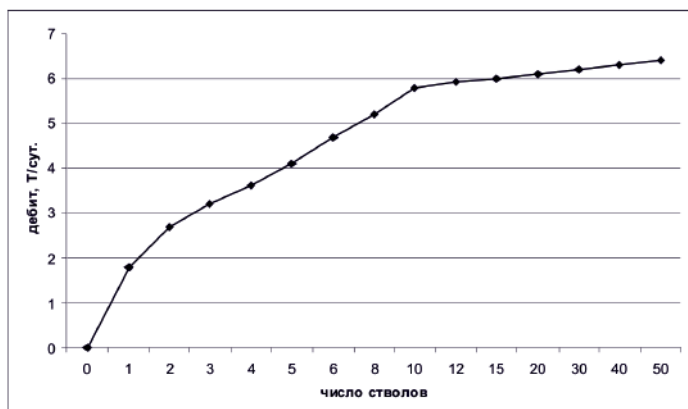


Рис 1. Зависимость дебита от числа действующих добывающих скважин

площадью 5-25 га, т.е. почти имеет круговой контур питания. Поэтому с помощью зависимостей (3) и (4) вполне можно произвести оценку дебита скважин при различных параметрах и на их основе дать практические рекомендации.

Оценку дебита скважин проведем при параметрах, характерных для Ярегского месторождения [3, 4]:

$$h = 20 \text{ м}; k = 10^{-12} \text{ м}^2; p_k - p_c = \Delta p = 2 \cdot 10^5 \text{ Па};$$

$$\mu = 0,317 \text{ Па} \cdot \text{с (такая вязкость при температуре } 50^\circ\text{C);}$$

$$R_k = 220 \text{ м}; r_c = 0,048 \text{ м}.$$

Формулы (3), (4) имеют размерность $\left[\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \right]$. Более привычным для практического использования является $\left[\frac{\text{т}}{\text{сут}} \right]$.

Для этого примем плотность нефти $0,85 \text{ т/м}^3$, и учтем, что $1 \text{ сут} = 8,64 \cdot 10^4 \text{ с}$.

1. Рассмотрим, как зависит дебит от числа действующих скважин при $\ell = 100 \text{ м}$ (рис. 1).

Из анализа рис. 1 и формулы (4) можно сделать следующие выводы:

- между дебитом разрабатываемого блока числом скважин нет прямой пропорциональной зависимости;
- при $n > 10$ дебит возрастает очень медленно. Увеличение числа горизонтальных стволов от 1 до 10 приводит к увеличению дебита в три раза. Если же число стволов увеличивается от 10 до 50, то прирост дебита составляет только 10%. Поэтому нецелесообразно иметь в разрабатываемом элементе более 15-20 действующих добывающих скважин.

Практическим критерием между притоком и числом добывающих скважин является дополнительная добыча от введения в работу новых скважин. Пределом необходимо считать то количество скважин, когда дополнительная добыча будет еще окупать проходку и обслуживание.

2. Начальная пластовая температура пласта Ярегского месторождения $8-10^\circ\text{C}$. В процессе разработки термощахтным методом при применяемой в настоящее время технологии пласт прогревается в среднем до $70^\circ-80^\circ\text{C}$. С повышением температуры вязкость нефти резко уменьшается [4], что влечет уменьшение фильтрационного сопротивления и увеличение дебита добывающих скважин. В табл. 1 приведены результаты расчетов дебита разрабатываемого элемента по (4) при различных температурах пласта (различной вязкости нефти). Число добывающих скважин от 1 до 20. Увеличение числа добывающих скважин от 10 до 20 приводит к незначительному росту дебита. Отсюда следует, что число действующих добывающих скважин не должно превышать 15-20.

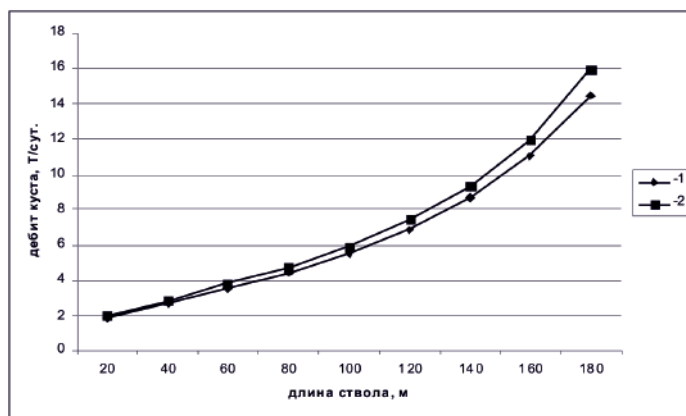
3. Проведем исследования дебита куста скважин в зависимости от длины ствола. Результаты расчетов представлены на рис. 2.

Из графиков рис 2 видно, что увеличение числа стволов от 10 до 20 приводит к незначительному увеличению дебита. Наблюдается прямая пропорциональная зависимость между дебитом и длиной ствола скважин в кусте. При этом коэффициент пропорциональности немного меньше единицы.

Необходимо иметь в виду, что все расчеты выполнены при постоянной фазовой проницаемости. В процессе разработки водонасыщенность пласта повышается. Одновременно понижается и фазовая проницаемость для нефти. Поэтому на каждом этапе разработки необходимо оперировать соответствующими значениями фазовой проницаемости и динамической вязкости нефти.

Таблица 1. Дебит куста скважин при различной температуре пласта

Температура, °С	Вязкость нефти, Па·с	Дебит, Т / сут.					
		n=1	n=2	n=3	n=5	n=10	n=20
10	10,00	0,60	0,10	0,10	0,15	0,20	0,20
20	3,42	0,15	0,25	0,30	0,50	0,55	0,55
30	1,38	0,45	0,65	0,75	1,25	1,35	1,40
40	0,63	0,95	1,45	1,60	2,70	2,90	3,05
50	0,32	1,85	2,85	3,20	5,35	5,80	6,05
60	0,19	3,25	5,00	5,60	9,35	10,15	10,60
70	0,11	5,60	8,65	9,65	16,20	17,55	18,35
80	0,07	8,15	12,65	14,10	23,65	25,60	26,75

**Рис. 2.** Дебит куста скважин в зависимости от длины ствола скважин число стволов:

1 - n = 10;

2 - n = 20.

Выводы

Применительно к условиям разработки Ярегского месторождения проведены расчеты дебита куста горизонтальных скважин. При принятых параметрах и допущениях установлено:

- превышение числа действующих добывающих скважин более 15-20 приводит к незначительному увеличению дебита;
- увеличение длины ствола скважины прямо пропорционально влияет на дебит;
- наиболее высокие дебиты при температуре пласта 50–80°C.

ЛИТЕРАТУРА

1. Басниев К.С., Дмитриев Н.Д., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика (2-е изд., исправленное). – Ижевск: Институт компьютерных исследований, - 2006 с. – 488 с.
2. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, - 1964. - 154 с.

3. Рузин Л.М., Чупров И.Ф. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов (под редакцией Н.Д. Цада). – Ухта: УГТУ, 2007. – 244 с.
4. Коноплев Ю.П., Буслаев В.Ф., Ягубов З.Х., Цада Н.Д. Термощахтная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, - 2006. – 288 с.

УДК 628.112.4

Потеря давления при движении жидкости внутри скважинного фильтра

В.В. Куликов – доктор техн. наук, профессор
(кафедра современных технологий бурения скважин РГГРУ)

В процессе откачки пластового флюида (нефти, воды) из скважины рабочая часть фильтровой колонны или перфорированный при вторичном вскрытии участок эксплуатацион-

ной колонны (далее – фильтр) снаружи и изнутри окружены жидкостью. За счёт собственного веса флюид оказывает одинаковое внешнее и внутреннее давление на фильтр. В

результате этого, перепад давлений в отверстиях фильтра, вызывающий приток жидкости, неизменен по высоте фильтра. При постоянном перепаде давлений скорость флюида в отверстиях фильтра также неизменна по высоте последнего [2]. Как следствие этого, реализуется практически равномерный непрерывный приток флюида вдоль фильтра. Нарушение этих закономерностей может наблюдаться только в динамике, при переменной (вдоль вертикали) местной проницаемости пород коллектора и самого фильтра.

Примем, что расход жидкости вдоль внутренней трубчатой поверхности фильтра равномерно увеличивается (непрерывный приток). Путь потока жидкости внутри фильтра меняется при этом от значения $z = 0$ (нижняя часть фильтра) до $z = l$ (верхняя часть фильтра).

Вообще, линейную потерю давления при движении флюида с постоянным значением расхода внутри фильтра можно найти по формуле Дарси-Вейсбаха [1]:

$$P_{\text{л}} = \frac{\lambda \cdot \rho \cdot l \cdot v^2}{2d} \quad (1)$$

где λ – коэффициент линейных гидравлических сопротивлений в фильтре;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

l – длина фильтра, м;

v – средняя скорость движения флюида внутри фильтра, м/с;

d – внутренний диаметр фильтра, м.

$$v = \frac{Q}{f} = \frac{4Q}{\pi \cdot d^2} \quad (2)$$

где Q – объёмный расход флюида (дебит скважины), м³/с;

f – площадь поперечного сечения потока жидкости в фильтре, м².

После подстановки формулы (2) в (1), имеем

$$P_{\text{л}} = A \cdot Q^2 \cdot l \quad (3)$$

где A – сокращающее обозначение, кг/м⁸.

$$A = \frac{8\lambda \cdot \rho}{\pi^2 \cdot d^5} \quad (4)$$

Рассмотрим непрерывный приток флюида из продуктивного пласта в фильтр. Значение величины A можно принять неизменным: $A = \text{const}$. Текущее значение расхода жидкости в промежуточном сечении $l-l$, отстоящем на расстоянии z от нижней части фильтра, обозначим Q_l . Пусть на единицу длины фильтра приходится значение расхода Q . Тогда

$$Q_l = \frac{Q \cdot z}{l} \quad (5)$$

Следовательно, для дифференциально малого участка dz движения потока жидкости в фильтре, отстоящего на расстоянии z от нижней части фильтра

$$dP_{\text{л}} = A \cdot Q_l^2 \cdot dz = \frac{A \cdot Q^2}{l^2} \cdot z^2 \cdot dz \quad (6)$$

Проинтегрируем уравнение (6) в пределах от $z = 0$ (нижняя часть фильтра) до $z = l$ (верхняя часть фильтра) для случая движения флюида на всей длине фильтра. После преобразований получим:

$$P_{\text{л}} = \frac{A \cdot Q^2 \cdot l}{3} \quad (7)$$

Сравнивая формулы (7) и (3), видим, что линейная потеря давления при непрерывном притоке флюида в 3 раза меньше таковой при неизменном расходе. Данный результат количественно соответствует случаю непрерывной раздачи расхода по пути [1], характерному для нагнетания воды в пласт при водонапорном режиме эксплуатации месторождения.

Тогда, в соответствии с уравнениями (3) и (7)

$$P_{\text{л}} = \frac{8\lambda \cdot \rho \cdot l \cdot Q^2}{3\pi^2 \cdot d^5} \quad (8)$$

Полученная зависимость (8) позволяет дать количественную оценку величине линейной потери давления внутри скважинного фильтра при насосной откачке нефти и нагнетании воды в скважину при водонапорном режиме поддержания пластового давления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альтшуль А.Д., Животовский А.С., Иванов Л.П. Гидравлика и аэродинамика: Учебник для вузов. – М.: Стройиздат, - 1987. – 414 с.
2. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М.: Недра, - 1993. – 416 с.

Геонавигация интеллектуальных многозабойных горизонтальных кибер-скважин

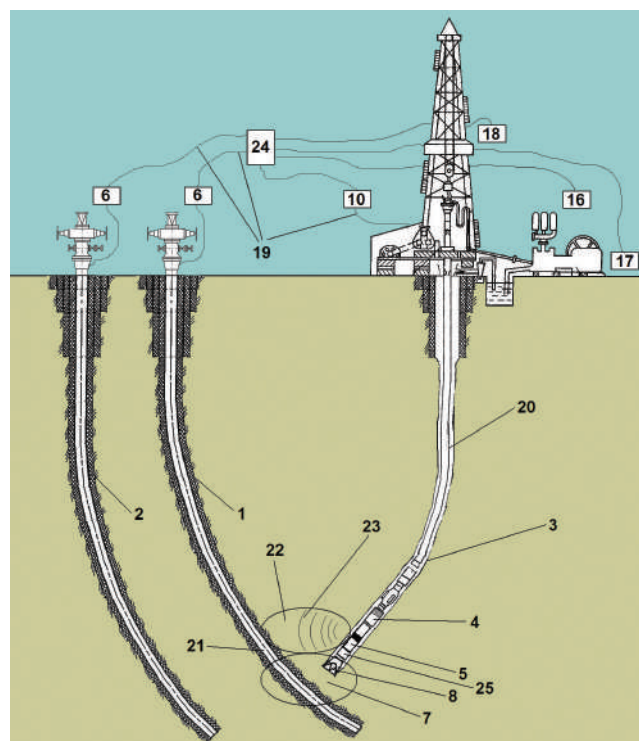
В.В. Кульчицкий, доктор техн. наук, профессор
А.И. Архипов, ассистент, аспирант
(РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина)

Применение многозабойных горизонтальных скважин (МЗГС) сложной пространственной архитектуры в совокупности с интеллектуальным заканчиванием является наиболее перспективным направлением в повышении эффективности разработки новых и стареющих месторождений с трудноизвлекаемыми запасами жидких и газообразных углеводородов [1].

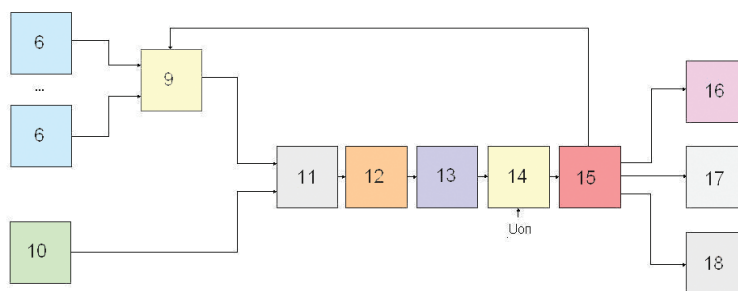
Решение задачи оптимального расположения стволов МЗГС в пространстве относительно друг друга и относительно соседних скважин с целью предупреждения их встречи

и оптимизации траектории ствола скважины требует принципиально новых конструкций скважины и компоновок низа буровой колонны, обеспечивающих возможность контроля и управления траекторией бурения. Комплексный подход включает: алгоритмические и математические методы оптимизации траектории ствола скважины, инклинометрические приборы, системы предотвращения встречи стволов, управляемые компоновки и воздействие на забой различными методами, интеллектуальное заканчивание. Предлагается предусматривать интеграцию такого рода систем еще на стадии проектирования МЗГС.

На примере системы контроля процесса взаимного ориентирования стволов при кустовом бурении нефтяных и газовых скважин (рис. 1) продемонстрирован кибернетический подход в бурении скважин. Данная система с использованием телеметрической системы с электромагнитным каналом связи содержит нескольких электрических входов от скважин (проводов), коммутатор, полосовой фильтр, усилитель-преобразователь, компаратор, настроенный на определенное пороговое напряжение, технологический контроллер с возможностью экстренного отключения буровых насосов, устройство памяти для хранения и регистрации информации в режиме реального времени и системы звуковой и световой аварийной сигнализации [2, 3].



а)



б)

Рис. 1. Система контроля процесса взаимного ориентирования стволов при кустовом бурении нефтяных и газовых скважин (а – общий вид; б – схема наземной аппаратуры):

1, 2 – пробуренные скважины; 3 – бурящаяся скважина; 4 – электротурбогенератор; 5 – диполь; 6 – электромагнитная волна; 7 – первичный преобразователь эксплуатационной скважины; 8 – долото; 9 – коммутатор; 10 – первичный преобразователь бурящейся скважины; 11 – сумматор; 12 – фильтр; 13 – образцовый усилитель; 14 – схема сравнения; 15 – технологический контроллер; 16 – блок памяти; 17 – блок управления буровым насосом; 18 – блок сигнализации; 19 – соединительные провода; 20 – колонна буровых труб; 21 – колонна обсадных труб; 22 – горная порода; 23 – электромагнитный канал связи; 24 – приемное устройство; 25 – отклонитель

Тенденции использования кибернетического подхода в бурении скважин ярко проявляются не только при кустовом бурении наклонно-направленных скважин, но и при строительстве МЗГС. Стремительный рост многообразия конструкций МЗГС потребовал классифицировать эти скважины по ТАМЛ (техническое продвижение технологии бурения МЗГС) [4]. В скором будущем такая потребность возникнет и по отношению к интеллектуальным МЗГС.

Интеллектуальная многозабойная горизонтальная скважина (ИМЗГС) – скважинная система из нескольких стволов, обеспечивающая активное управление нефтегазодобычей с регулированием гидродинамических и фазовых процессов на забое каждого ствола в реальном масштабе времени, включает информационные каналы связи между стволами и внешним миром, компьютерно-томографические комплексы скважинного контроля фазового состава и объемного расхода газодонефтяных потоков, модули зондирования и воздействия на околоскважинное пространство.

Оптимальная конструкция ИМЗГС обеспечивает:

- контроль и управление конусообразованием;
 - регулирование отбора и закачки флюидов во времени и по разрезу скважины;
 - учет добываемого и закачиваемого флюида в каждом пласте и пропластке;
 - управление пластовым давлением;
 - регулирование направления и скорости фильтрации пластовых флюидов;
 - управление траекторией стволов скважины в пространстве;
 - оптимизацию геометрического расположения стволов скважины;
 - воздействие на стенки скважины с целью повышения прочности и управления их свойствами;
 - управление ремонтными работами в скважине;
 - повышение эффективности опробования и испытания пластов;
 - повышение нефте- и/или газоотдачи пласта за счет точечного воздействия на продуктивный горизонт.
- Недостатки известных интеллектуальных скважин:
- применяемые телеметрические устройства передают глубинные параметры по кабелю электронасоса;
 - приборы дистанционного контроля спускаются на кабеле через специальное устьевое лубрикаторное устройство;
 - интеллектуальное заканчивание, как правило, предусматривает механизированный способ добычи с проводной связью;
 - кабель усложняет исследования скважин и процесс их эксплуатации, особенно фонтанным способом;
 - отсутствует система бесконтактной ориентации бурильного инструмента, хвостовика и насосно-компрессорных труб в ответвленных стволах и определения расстояния до башмака колонны и/или окна;
 - дополнительные спуски-подъемы колонны бурильных труб и манипуляции в обсадной колонне (пакеровки и распаковки устройств) при установке направляющего устройства для резки бокового ствола;
 - необходимость установки направляющего устройства (уипсток) для ориентации бурильного инструмента, хвостовика и насосно-компрессорных труб в ответвленных стволах при каждом спуске инструмента;
 - низкая надежность и высокая аварийность взаимного ориентирования основного ствола и боковых отводов, поскольку контроль и ориентация производятся с помощью стационарного установленного в обсадной колонне зашечного соединения.

Геонавигация ИМЗГС обеспечивает:

- строительство интеллектуальных скважинных систем сложной пространственной архитектуры на принципах индивидуального заканчивания и эксплуатации каждого из ответвлений;
- организацию множества каналов связи, как между элементами ИМЗГС, так и с компоновками низа бурильной колонны;
- изменение геометрии боковых стволов пропорционально фильтрационным свойствам пласта и удельным запасам углеводородов;
- размещение горизонтальных стволов в прикровельной части водоплавающей залежи;
- песководоочищающую конфигурацию траектории горизонтального ствола;
- изменение в процессе эксплуатации как конфигурации, так и количества боковых стволов;
- взаимодействие находящихся в эксплуатации скважинных систем с бурящимися стволами новых скважин.

В способе строительства и эксплуатации ИМЗГС предложено предварительно устанавливать электрические разделители в обсадную колонну в местах ориентированного выхода бурильного инструмента и насосно-компрессорных труб с телеметрической системой с электромагнитным каналом связи с целью избирательного доступа в каждый боковой ствол и надежной ориентации и контроля за состоянием каждого бокового ствола [5].

В соответствии с предлагаемым способом геонавигацию ИМЗГС осуществляют следующим образом. Сначала спускают и крепят в обсадной колонне 1 хвостовик 2 с заранее вырезанными и установленными в заданном направлении окнами 3 и 4, установленными перед ними электрическими разделителями 5 и 6 на расстоянии между собой, равном длине проектируемого бокового ствола 7, и с электрическим разделителем 8, установленным от электрического разделителя 6 на расстоянии, равном длине проектируемого ближнего бокового ствола 9. На буровой установке 10 собирают компоновку низа бурильной колонны 11 с телеметрической системой 12 с электромагнитным каналом связи и с центраторами 13, установленными по обе стороны электрического разделителя 14 для определения посредством телеметрической системы 12 места выхода из окон 3 и 4 и набора проектных параметров кривизны отклонителем забойного двигателя 15 с долотом 16. Компоновку низа бурильной колонны 11 на колонне бурильных труб 17 спускают в интервал электрического разделителя 5 перед боковым окном 3 хвостовика 2. Пуском бурового насоса 18 обеспечивают выработку электричества генератором телеметрической системы 12 или запуск батарейного питания. Организуется передача электромагнитного сигнала 19 от электрического разделителя 14 телеметрической системы 12 к электрическому разделителю 5 хвостовика 2 посредством контакта центраторов 13 телеметрической системы 12 с внутренней стенкой хвостовика 2 выше и ниже электрического разделителя 5. Обеспечивается условие приема электромагнитного сигнала 19 на наземную антенну 20 и приемное устройство 21, где обрабатываются данные угла установки отклонителя-забойного двигателя 15, выдаются на экран монитора и печатающее устройство. По данным угла установки отклонителя-забойного двигателя 15, получаемым с телеметрической системы 12, путем вращения колонны бурильных труб 17 устанавливается отклонитель-забойный двигатель 15 в требуемом азимутальном направлении и осуществляется ориентированный вход в окно 3 и бурение из окна 3 бокового горизонтального ствола 7 (рис. 2 и рис. 3).

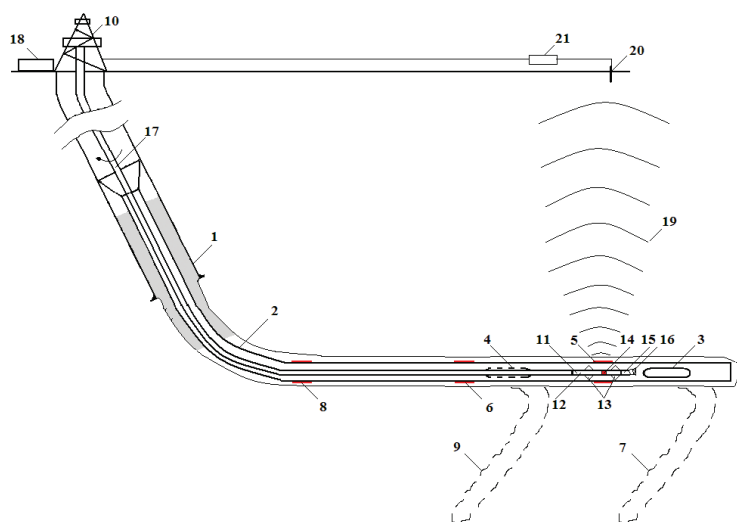


Рис. 2. Процесс ориентируемого ввода отклонителя с забойным двигателем в дальний боковой ствол:

1 - обсадная колонна; 2 - хвостовик; 3 - дальнее окно; 4 - ближнее окно; 5 - электрический разделитель перед дальним окном; 6 - электрический разделитель перед ближним окном; 7 - дальний боковой ствол; 8 - электрический разделитель хвостовика; 9 - ближний боковой ствол; 10 - буровая установка; 11 - компоновка низа бурильной колонны; 12 - телеметрическая система с электромагнитным каналом связи; 13 - центраторы телеметрической системы; 14 - электрический разделитель телеметрической системы; 15 - отклонитель забойного двигателя; 16 - долото; 17 - колонна бурильных труб; 18 - буровой насос; 19 - электромагнитный канал связи; 20 - наземная антенна; 21 - приемное устройство

После окончания бурения в боковой горизонтальный ствол 7 спускается хвостовик 22 малого диаметра. Спуск хвостовика 22 осуществляется на колонне бурильных труб 17 с установкой телеметрической системы 12 над пакером 23 и разъединительным устройством 24. Телеметрическая система 12, установленная над хвостовиком 22, спускается в интервал электрического разделителя 6 хвостовика 2. Пуском бурового насоса 18 обеспечивается выработка электроэнергии генератором телеметрической системы 12 или включение батарейного питания. Организуется передача электромагнитного сигнала 19 от электрического разделителя 14 телеметрической системы 12 к электрическому разделителю 6 хвостовика 2 посредством контакта центраторов 13 телеметрической системы 12 с внутренней стенкой хвостовика 2, установленных выше и ниже электрического разделителя 6. Обеспечивается прием электромагнитных сигналов 19 на наземную антенну 20 и приемное устройство 21, где они обрабатываются и выдаются на экран монитора и печатающего устройства. По данным угла установки искривленного окончания 25 хвостовика малого диаметра 22, получаемым с телеметрической системы 12, путем вращения колонны бурильных труб 17 искривленное окончание 25 входит в боковое окно 3, обеспечивая прохождение хвостовика 22 в боковой ствол 7 и крепление пакером 23. Посредством разъединительного устройства 24 колонной бурильных труб 17 производится отворот телеметрической системы 12 и подъем её на поверхность (рис. 3).

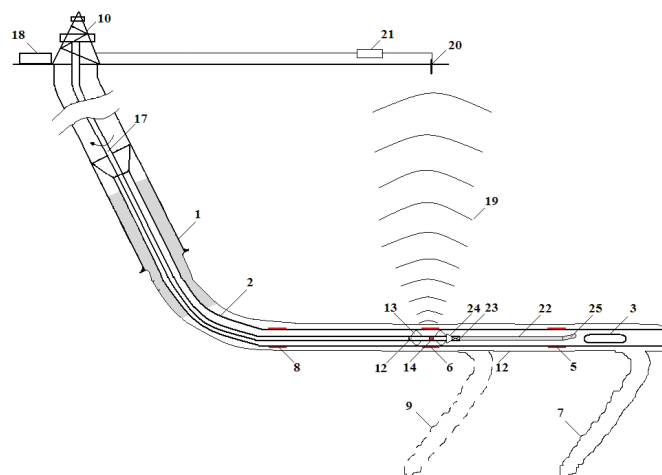


Рис. 3. Процесс ориентируемого ввода искривленного окончания хвостовика малого диаметра в дальний боковой ствол:

22 - дальний хвостовик малого диаметра; 23 - пакер; 24 - разъединительное устройство; 25 - искривленное окончание дальнего хвостовика малого диаметра

Ориентирование отклонителя забойного двигателя 15 при бурении следующего бокового ствола 9, ориентирование искривленного окончания 26 ближнего хвостовика 27 и ввод его в боковой ствол 9 осуществляется таким же способом, но с использованием электрического разделителя 8 хвостовика 2 для передачи информации на поверхность по электромагнитному каналу связи 19 (рис. 4).

После окончания геонавигации многозабойной интеллектуальной скважины 28 для организации ее интеллектуального заканчивания при помощи насосно-компрессорных труб 29 напротив каждого электрического разделителя 5, 6 и 8 устанавливается автономный скважинный прибор 30 с устройствами электропитания,

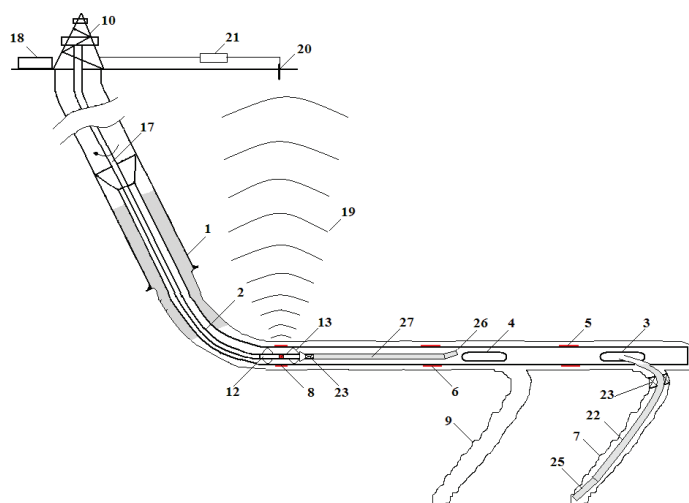


Рис. 4. Ориентируемый ввод искривленного окончания хвостовика малого диаметра в ближний боковой ствол:

26 - искривленное окончание ближнего хвостовика малого диаметра; 27 - ближний хвостовик малого диаметра

измерения и передачи глубинной информации с использованием электромагнитного канала 19 связи на поверхность в процессе эксплуатации многозабойной интеллектуальной скважины 28. Шунтирующие центраторы 31, перекрывающие электрические разделители 5, 6 и 8, обеспечивают электрическую цепь по хвостовику 2 и колонне обсадных труб 1 от автономных скважинных приборов 30 до устья многозабойной интеллектуальной скважины 28. Электромагнитный сигнал принимается наземной антенной 20 с приемным устройством 21, где он обрабатывается и забойная информация выдается на экран монитора и печатающее устройство (рис. 5).

Боковые стволы могут располагаться в любом направлении, в том числе и в вертикальном (рис. 6). Хвостовик 2 в местах установки электрических разделителей 5, 6 и 8, центраторы 13 и шунтирующие центраторы 31, изготовленные из диамагнитных сталей, обеспечивают измерение магнитным датчиком вектора естественного магнитного поля Земли, направленного на северный магнитный меридиан с целью определения телеметрической системой 12 или автономным скважинным прибором 30 угла установки отклонителя-забойного двигателя 15, искривленного окончания 25 и 26 хвостовиков малого диаметра 22 и 27 (рис. 2-6).

Ниже приведен пример возможной реализации способа на Самотлорском месторождении. Нефтяной пласт АВ₁₋₂ состоит из трёх изолированных друг от друга пропластков: нижнего 32, среднего 33 и верхнего 34 (рис. 6). Вначале вскрывают кровлю 35 пласта «рябчик», производят крепление ствола 36 обсадной колонной 1 и бурят основной горизонтальный ствол 37 по нижнему нефтяному пропластку 32.

В основной ствол 37 спускают хвостовик 2 с внутренним диаметром $D = 150$ мм с заранее вырезанными и установленными в заданном направлении окнами 3 и 4, с установленными перед ними электрическими разделителями 5 и 6 на расстоянии $l_{дл} = 150$ м между собой, равном длине проектируемого нижнего бокового ствола 38 и с электрическим разделителем 8, установленным от электрического разделителя 6 на расстоянии $l_{бл} = 250$ м, равном длине проектируемого верхнего бокового ствола 39. По данным угла установки отклонителя забойного двигателя 15, получаемым с телеметрической системы 12 посредством электрического разделителя 5, путем вращения колонны

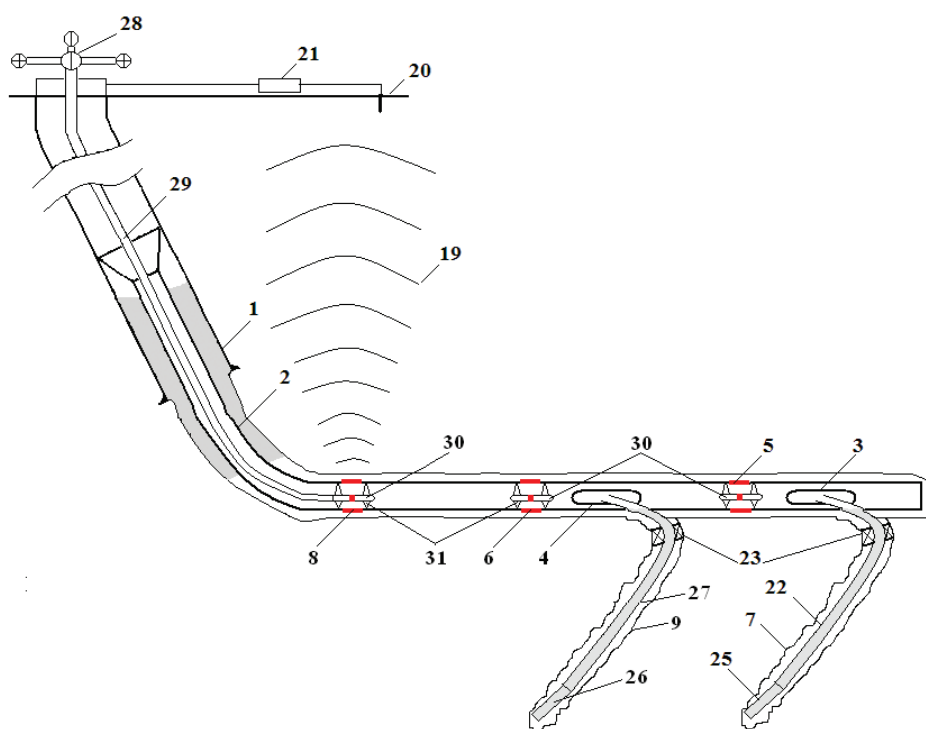


Рис. 5. Процесс установки автономных скважинных приборов и эксплуатации многозабойной интеллектуальной скважинной системы с боковыми стволами, расположенными в горизонтальной плоскости:

28 - устье скважины;
29 - насосно-компрессорные трубы;
30 - автономный скважинный прибор с электромагнитным каналом связи;
31 - шунтирующие центраторы

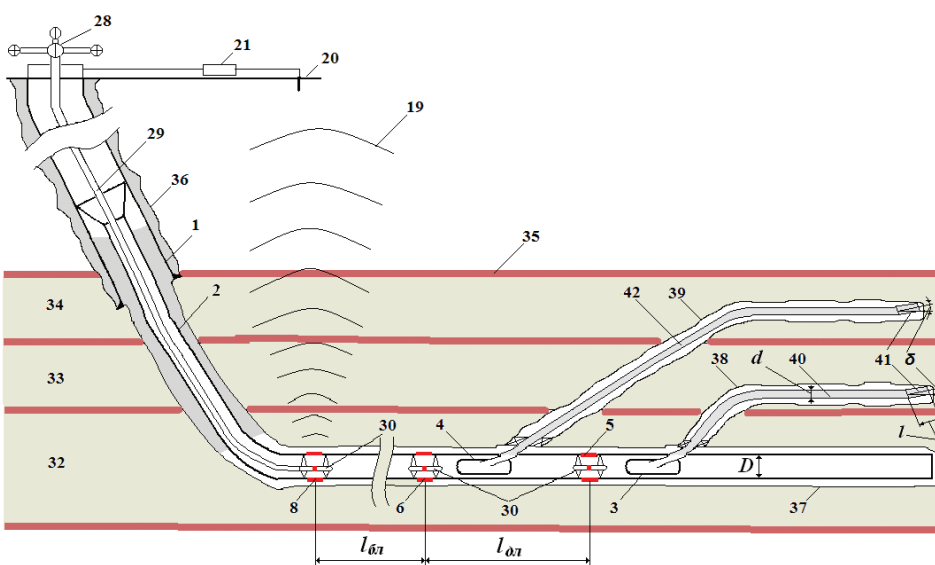


Рис. 6. Рекомендуемая схема установки автономных скважинных приборов и эксплуатации ИМЗГС при разработке пластов типа «рябчик» Самотлорского месторождения:

32 - нижний нефтяной пропласток; 33 - средний нефтяной пропласток;
34 - верхний нефтяной пропласток; 35 - кровля нефтяного пласта;
36 - ствол под обсадную колонну; 37 - основной горизонтальный ствол;
38 - нижний боковой горизонтальный ствол; 39 - верхний боковой ствол;
40 - хвостовик нижнего бокового горизонтального ствола;
41 - искривленное окончание хвостовика малого диаметра;
42 - хвостовик верхнего бокового горизонтального ствола

бурильных труб 17 устанавливается отклонитель-забойный двигатель 15 в требуемом положении и осуществляется ориентированный вход в окно 3 и бурение из окна 3 хвостовика 2 нижнего бокового горизонтального ствола 38 по пропластку 33 (рис. 2 и 6). Телеметрическая система 12 устанавливается над хвостовиком нижнего бокового ствола 40, спускается в интервал электрического разделителя 6 хвостовика 2 и ориентируется по данным угла установки искривленного на величину

$$\delta = \arcsin [(D - d) / l] = \arcsin [(150 - 127) / 1000] = 1,3^\circ$$
 окончания 41 хвостовика 40 и входит в боковое окно 3, обеспечивая прохождение хвостовика 40 в боковой ствол 38. Бурение верхнего бокового ствола 39 и его крепление хвостовиком 42 верхнего бокового ствола 39 осуществляется таким же способом, но с использованием электрического разделителя 8 хвостовика 2 для передачи информации на поверхность по электромагнитному каналу 19.

Интеллектуальное заканчивание скважины осуществляется установкой автономных скважинных приборов 30 напротив электрических разделителей 5, 6 и 8, измерением и передачей глубинной информации с использованием электромагнитного канала связи 19 на поверхность в процессе эксплуатации многозабойной интеллектуальной скважины 28.

Благодаря использованию предлагаемого способа строительства ИМЗГС повышается надежность разработки сложнопостроенных газовых и нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, снижается количество скважин за счет увеличения охвата залежи множеством стволов многозабойной скважины, обеспечивается контролируемая с поверхности ориентация инструмента и ввод его в ответвления, создаются условия для использования электрического разделителя в качестве элемента скважинной системы для измерения и передачи в процессе эксплуатации забойной информации на поверхность, расширяется область применения технологии строительства и эксплуатации многозабойных горизонтальных скважин.

Предлагаемый способ повышает надежность геонавигации ИМЗГС, создаёт условия для сооружения скважин с десятками боковых стволов с возможностью идентификации каждого ствола, ориентированного входа бурильного инструмента и интеллектуального заканчивания. Предлагаемый способ впервые объединяет понятия: геонавигация (управление, ориентирование траектории ствола скважины и компоновки низа бурильной колонны) и интеллектуализация скважины в процессе её сооружения и эксплуатации в единую систему – кибер-скважину, самонастраивающуюся скважинную систему, обладающую способностью к устойчивому сохранению или достижению некоторых состояний в условиях взаимодействия внешних факторов, нарушающих эти состояния или мешающих их достижению.

Предложенный способ строительства и эксплуатации ИМЗГС обеспечивает:

1. Повышение успешности разработки сложнопостроенных газовых и нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.
2. Предотвращение ухудшения всей разветвленной системы в случае истощения одного из боковых стволов или прорыва в него воды или газа.
3. Снижение количества скважин за счет увеличения охвата площади множеством стволов многозабойной скважины.
4. Контроль с поверхности ориентации бурильного инструмента и его ввода в ответвления.
5. Передачу на поверхность и прием информации, собираемой с установленных в телеметрической системе датчиков, как в процессе бурения, крепления и освоения,

так и добычи углеводородов.

6. Повышение точности инклинометрической информации, передаваемой на поверхность.

7. Ориентирование (управление) стволов ИМЗГС относительно друг друга.

8. Увеличение количества стволов скважины за счет оптимизации их взаимного расположения.

9. Возможность строительства скважины более сложной пространственной архитектуры.

10. Упрощение ремонтных работ в скважине.

11. Точечное воздействие на околоскважинное пространство и призабойную зону.

12. Использование электрического разделителя в качестве элемента геонавигации и интеллектуализации скважинной системы.

13. Расширение области применения технологий бурения многозабойных горизонтальных скважин сложной пространственной архитектуры.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А., Ларионов А.С., Щebetов А.В. Геонавигация скважин. Учебное пособие. М.: МАКС Пресс, - 2008. - 312 с.
2. Пат. 2405106 РФ. Система контроля процесса взаимного ориентирования стволов при кустовом бурении нефтяных и газовых скважин. / Кульчицкий В.В., Архипов А.И. – опубл. 27.11.2010. - Бюл. № 33
3. Кульчицкий В.В., Архипов А.И. Обоснование возможности применения электрических схем применительно к распространению электромагнитных волн в горной породе // Oil&Gas Journal Russia. – 2009. - № 10(33). - 44-47 с.
4. Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины. РД 08-625-03. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, - 2003. - 123 с.
5. Кульчицкий В.В. Способ строительства многозабойной скважины. Заявка на изобретение № 2010146341 от 13.11.2010.

УДК 622.243.23

Концептуальные разработки для интенсификации бурения наклонно направленных скважин

Н.А.Полей

(Федеральное государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Самарский филиал "ВГАВТ")

Одним из приоритетных направлений вовлечения в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов нефти и восстановлении дебита старого фонда является использование горизонтальных скважин (ГС), что особенно актуально для морского шельфа. Бурение скважин - достаточно консервативная отрасль промышленности, однако бурное развитие в последние два десятилетия техники и технологии проводки ГС предопределяет главенствующую роль данного способа освоения месторождений в ближайшем будущем.

Существующая на сегодняшний день практика бурения «в круг допуска» (даже с градацией весовых коэффициентов относительно центра) по утвержденному проекту не отвечает главной задаче разработки месторождения: добыче углеводородов с максимальным коэффициентом освоения. Ни для кого не секрет, что реология залегания пластов может значительно отличаться от скважины к скважине даже на одном кусте. Малая толщина продуктивных горизонтов, большая глубина их залегания, плотная сетка ГС и наличие близлежащих водоносных слоев еще больше усугубляют проблему точности попадания в нефтегазоносные пласты. Поэтому рынок (или, если хотите, жизнь) ставит перед нами задачу создания комплекса технических решений, оптимальных с точки зрения многофакторного клубка противоречий: скорости бурения и заканчивания строительства скважины, начального дебита и коэффициента освоения месторождения, стоимости и надежности оборудования и т.д.

Несмотря на обилие и разнообразие имеющихся конструкций бурового инструмента для бурения ГС, все они страдают одним недостатком: отсутствием комплексного подхода к проблеме. Другими словами, производители винтовых пар (ротора и статора) и забойных двигателей не учитывают потребности поставщиков телеметрических систем; те, в свою очередь, пытаясь нивелировать собственные проблемы, значительно усложняют забойную компоновку ненадежными элементами. А в результате страдает конечный результат, а также потребитель данных услуг.

На основе анализа опыта эксплуатации существующих конструкций и патентной литературы были выработаны основополагающие технические требования и определены наиболее перспективные варианты компоновок низа бурильной колонны (КНБК), исходя из вышеуказанных положений. Далее будет изложено краткое обоснование выбора каждого элемента (узла) КНБК в соответствии с утвержденной концепцией комплексного подхода.

Бурение ГС требует возможности управляемого изменения траектории бурения. Последнее достигается за счет забойного двигателя-отклонителя (с постоянным углом, с изменяемым углом на устье и изменяемым на забое). Системы с изменяемым на забое углом перекоса конструктивно сложны, дороги и ненадежны, поэтому на данном этапе их пока не рассматриваем. Два других варианта схожи и могут использоваться равнозначно. Однако в целях надежности и жесткости КНБК выбор сделан в пользу «жесткого» угла перекоса, причём, с одним из его максимальных значений (возможен ряд искривленных переводников с разными углами, например для диаметров 172...195 мм - 2...2,5°).

Большой угол перекоса секций забойного двигателя-отклонителя позволяет обеспечить практически все проектные радиусы набора зенитного угла скважины (аппроксимация любой кривой до максимальной асимптоты возможна многогранником с промежуточными прямолинейными участками, пробуренными с медленным подворотом инструмента). При этом необходимо уменьшить длину КНБК (шпинделя и долота) после плоскости перегиба в 1.5...2 раза для снижения вероятности прихвата и зависания в стволе скважины. В связи с этим был разработан укороченный шпиндель винтового забойного двигателя (ВЗД) и усиленный шарнир-торсион (заявки на изобретение № 2009115519 и № 2009129733 соответственно, см. рис.).

В настоящее время бурение осуществляется практически вслепую, и если о направлении скважины еще как-то можно судить по показаниям телеметрической системы, то параметры режима бурения (нагрузка на долото, частота его вращения, крутящий момент, давление на забое, уровень вибраций и пр.) можно оценивать пока лишь только косвенно. В предлагаемой КНБК предполагается встраивание датчиков телесистемы в элементы ВЗД для сбора параметров бурения и передачи их на поверхность (для чего там резервируется место, причем, при одновременном уменьшении длины шпиндельной опоры!).

Это позволит диагностировать, протоколировать и оптимизировать режим бурения в зависимости от задачи (скорость проходки или стойкость инструмента) и, тем самым, снизить влияние человеческого фактора на конечный результат, а в дальнейшем и автоматизировать процесс бурения. Наличие достоверных данных о степени нагружения КНБК за весь интервал работы даст возможность точнее определять причины аварийных срывов и выводит отношения между арендатором оборудования и его производителем на новый цивилизованный уровень.

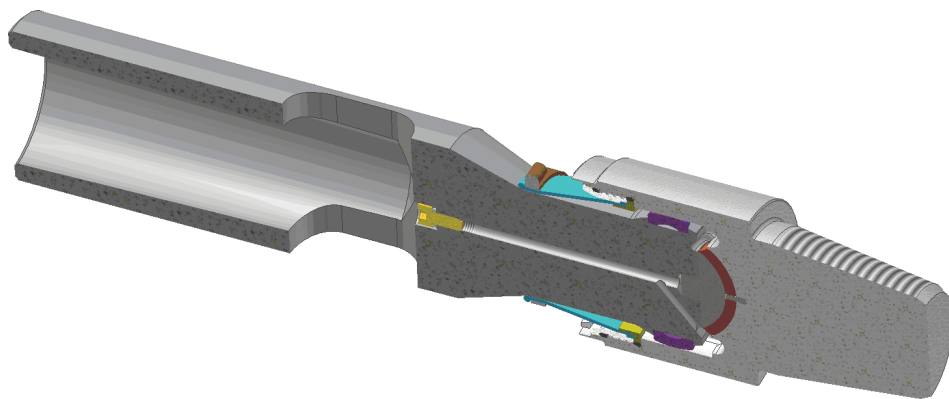
Следующим агрегатом, подвергаемым модернизации, стал винтовой забойный двигатель. Предполагается повысить его крутящий момент за счет уменьшения удельного шага винта (в лучших зарубежных образцах он составляет 2,9...3), и в этом случае перейти на заходность 3/4 (либо 4/5) для увеличения частоты вращения долота и скорости проходки скважины. Известные проблемы с возросшим моментом страгивания попытаемся решить конструктивно-технологическими мероприятиями, не имеющими пока аналогов (требуется патентование). При удачном осуществлении вышесказанного, в нашем распоряжении окажется уникальный укороченный ВЗД с высокими удельными характеристиками.

В совокупности с уменьшенной по длине шпиндельной секцией (расстояние от плоскости перегиба в отклонителе до торца крепления долота всего 0,9 м!) данная КНБК получится высокоманевренной со сниженной вероятностью прихватов и затажек, так называемый «эффект бус», когда короткие жесткие элементы соединены гибкими вставками. Это позволит оперативно менять траекторию ствола скважины для обеспечения насущных задач бурения и корректировки проектных данных (по результатам каротажа и пр.).

Выбор телеметрической системы с электромагнитным каналом связи (ЭМКС) произошел ввиду активного продвижения технологии вскрытия продуктивных пластов азрированными буровыми растворами (БР), на которых гидравлический канал связи недееспособен. Проблемы ЭМКС в низкоомных пропластках собираемся решить за счет увеличения диполя (расстояния между точками подведения сигнального напряжения).

В связи с возросшим количеством потребителей энергии (датчиков) и информации, передаваемой от них на поверхность (размер и частота кадра), вопрос с источником питания решен в пользу забойного генератора, так как батарейные и аккумуляторные элементы питания пока не обладают достаточной мощностью. Генератор предполагается маслonaполненный, с торцевыми уплотнениями собственной разработки и другими, требующими патентования, нововведениями.

Остальная компоновка телесистемы зависит от выбора датчика положения: магнитометр или гироскоп. По техническим параметрам точность гироскопа выше, но его работоспособность при



Конструкция усиленного шарнира-торсиона винтового забойного двигателя по заявке № 2009129733

каротаже в процессе бурения еще окончательно не апробирована. Здесь значительные проблемы представляют вибрации - это область механики, а, следовательно, возможно использование собственного интеллектуального потенциала совместно с разработчиками данных устройств для доведения этой перспективной технологии до промышленного использования.

Телесистема, как уже говорилось, будет дополнительно оснащаться наддолотными датчиками, модулями магнитной индукции и гамма-каротажа для коррекции траектории скважины в процессе бурения с целью более точного попадания в пласт (с соответствующим регистрируемым изменением проекта). Причем, излучатели резистивиметра будут размещены в шпинделе для снижения погрешности определения сопротивления породы от проникновения БР в пласт и увеличения скорости реагирования (максимальное приближение к забою). В дальнейшем, возможно размещение и других датчиков (напр., акустических) для более полного исследования пористости (кавернозности) пробуриваемой породы.

Использование гироскопа позволит отказаться от применения в компоновке телесистемы дорогостоящих труб из немагнитных сплавов (так называемых, диамагнитных удлинителей) и максимально приблизить позиционный датчик к забою. В совокупности с укороченными шпинделем и ВЗД это снизит паразитное запаздывание измерения параметров траектории ствола скважины в 1,5...2 раза.

Ресурс КНБК в целом и каждого элемента в отдельности будет подбираться одинаковым или кратным 250...300 часов для упорядочения технического обслуживания и ремонта, который ввиду требования плотности

компоновки можно будет проводить только на специализированных постах квалифицированным персоналом. Обслуживание КНБК на буровой наоборот предполагается свести к минимуму для исключения негативного влияния человеческого фактора.

Благодаря модульности и масштабируемости, отдельные узлы усовершенствованной КНБК можно будет предварительно испытывать и отрабатывать на действующих КНБК. Подобный подход снизит финансовые риски выхода конечной продукции на рынок и обеспечит дополнительной рекламной поддержкой основное изделие.

Впоследствии, к укороченной КНБК можно будет заказать разработку укороченного породоразрушающего инструмента или с более прогрессивными характеристиками.

Выход на рынок предполагается с опережающим юридическим оформлением прав на конструкцию (патентование), передачу изготовления непрофильных деталей на другие предприятия и организацией сборочного производства конечной продукции. Коллектив авторов рассмотрит все конструктивные предложения о сотрудничестве с любой формой взаимоотношений.

УДК 622.243.27

Новое устройство для искривления скважин

Ю.Т. Морозов – доктор техн. наук, профессор, Р.Р. Зарипов – аспирант
(Санкт-Петербургский государственный горный институт)

Изменение качественного состава сырьевой базы страны на современном этапе ее развития ставит в разряд наиболее актуальных задач: разработку новых и реанимацию старых нефтегазовых месторождений. Для решения этой задачи весьма перспективным является бурение боковых стволов из бездействующих, аварийных и малодебитных скважин, а также бурение многозабойных скважин для извлечения остаточных запасов нефти на неосвоенных участках ранее эксплуатируемых месторождений (залежах). Однако нередкие аварии и осложнения в процессе бурения таких стволов серьезно затрудняют широкое распространение этих прогрессивных способов. Для повышения технико-экономических показателей проводки скважин требуется применение новых высокоэффективных комплексных технологий бурения дополнительных стволов многозабойных скважин [1, 2].

Разработано устройство для искривления скважин (рис. 1), принципиальным отличием которого является его расположение непосредственно над забоем скважины без промежуточных звеньев, возможность изменения проектного угла набора кривизны перед спуском компоновки в скважину и особенно его прямолинейная форма при спуске, что предохраняет износ долота, его врезание или остановки на интервалах искривленного ствола и др. На схеме показаны два основных положения устройства: а) устройство для искривления скважины находится в процессе спуска в прямолинейном в транспортном положении (фиг. а), б) – устройство находится в рабочем смещенном положении со смещенной отклоняющей частью с заданным углом отклонения (фиг. б) [3].

Устройство для искривления скважины содержит породоразрушающий инструмент, забойный двигатель с валом и корпусом, отклоняющий элемент, установленный на нижнем конце корпуса забойного двигателя. При этом отклоняющий элемент выполнен в виде верхней и нижней втулок, сопряженных с зазором своими нижней и верхней торцевыми шлицевыми наклонными поверхностями с возможностью регулирования угла отклонения с помощью, установленных в зазор ограничителей. Верхняя втулка снабжена упором и сменными раскрепляющими опорами переменной высоты, расположенными с противоположной стороны от упора для предотвращения компоновки от воздействующего влияния вращательного момента долота. Внутри отклоняющего элемента установлен вал узла шлицевого шарнира, имеющий полусферическую торцевую поверхность и соединенный с валом двигателя посредством корпуса узла шлицевого шарнира и шлицевого узла с возможностью его возвратного

перемещения в осевом направлении, а с породоразрушающим инструментом посредством полушарнира и переводника. Установленные в зазор ограничители могут быть

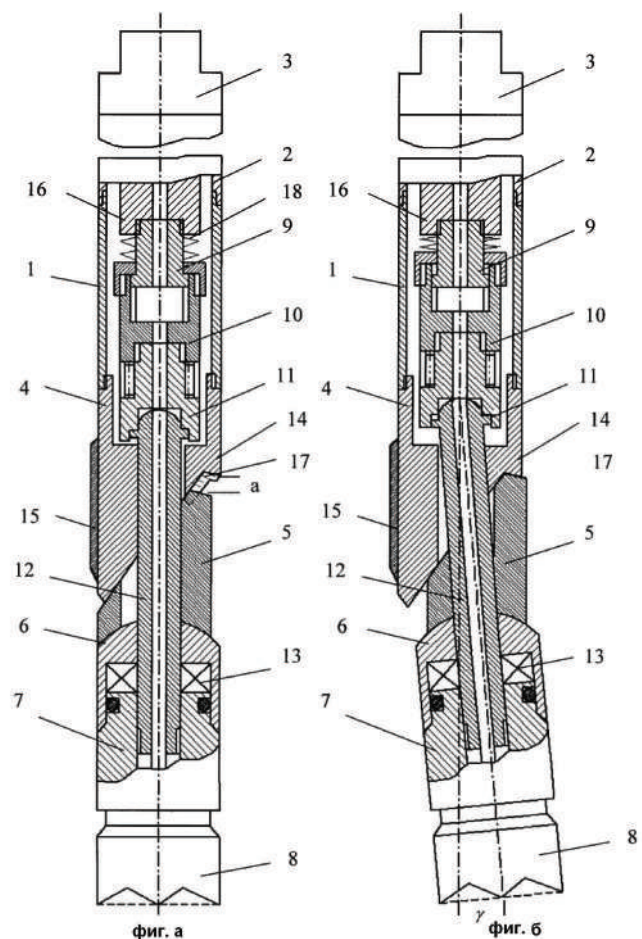


Рис. 1. Устройство для искривления скважин

1 – корпус, 2 – наружный корпус, 3 – переводник, 4 – верхняя втулка, 5 – нижняя втулка, 6 – крышка, 7 – переводник, 8 – породоразрушающий инструмент, 9 – вал шлицевого узла, 10 – корпус шлицевого узла, 11 – корпус узла шлицевого шарнира, 12 – вал узла шлицевого шарнира, 13 – упорный подшипник, 14 – упор, 15 – раскрепляющие опоры, 16 – шпindel забойного двигателя, 17 – шайбы, 18 – пружина

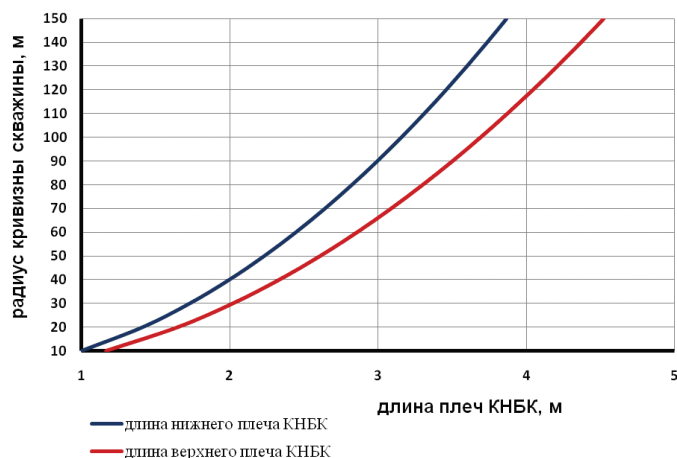


Рис. 2. Вписываемость каждой плеча отклоняющего КНБК в искривленный ствол скважины на основе забойного двигателя Ø 88 мм с долотом Ø 124 мм

выполнены в виде опорных шайб различной толщины, что обеспечивает плавный и регулируемый набор кривизны в проектном диапазоне, большую и стабильную интенсивность искривления, а также точность проведения ствола согласно рассчитанному оптимальному профилю скважины набора кривизны на заданном интервале ствола при сохранении преимуществ прямолинейности компоновки при ее спуске и подъеме.

Более ровные стенки ствола скважин упрощают последующий спуск обсадных колонн и обеспечивают более высокое качество скважины [4]. При этом ствол скважины будет формироваться близким к идеальной форме дуги окружности заданного радиуса, что будет способствовать:

- повышению технико-экономических показателей бурения;
- увеличению ресурса работы долота и ГВЗД;
- снижению сил сопротивления при перемещении колонны буровых и обсадных труб в стволе скважины;
- сокращению времени на подготовку ствола к спуску обсадных колонн;
- уменьшению рисков при спуске жестких обсадных колонн;
- повышению качества крепи скважины.

В качестве забойного двигателя возьмем ЛЗД-107, длина которой составляет 1470 мм. Определим оптимальные размеры устройства для искривления скважины.

Длина нижнего плеча КНБК длина составляет 0,7 м (длина долота + длина нижней части отклоняющего устройства), длина верхнего плеча КНБК 2 м (длина верхней части отклоняющего устройства + длина ЛЗД-107).

Исходя из условия вписывания отклоняющей КНБК в искривленный ствол скважины, необходимо ввести ограничения на длину секций при заданном радиусе кривизны ствола скважины (рис. 2) [5].

Из графиков на рис. 2 следует, что для данных размеров КНБК возможно проведение ствола скважины минимально по радиусу кривизны 60 м, при этом длина нижнего плеча КНБК может составлять 3,55 м, а длина верхнего плеча – 4,15 м.

Для анализа работоспособности нового отклонителя возьмем отклоняющую КНБК, в составе которой ДО-106, имеющий угол перегиба от 0 до 3°.

На рис. 3 приведен график зависимости радиуса кривизны скважины от угла перегиба отклоняющей КНБК. Красная линия на рис. 3 ограничивает максимальный радиус кривизны

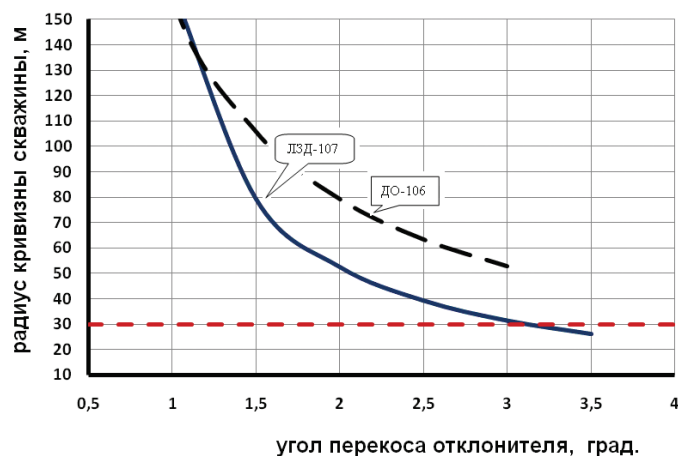


Рис. 3 Зависимость радиуса кривизны скважины от угла перегиба отклонителя с долотом 124 мм

скважины отклоняющей КНБК по условию её вписываемости.

При радиусе ствола скважины 30 м угол перегиба разработанного отклоняющего устройства должен составлять 3°. При этом же угле перегиба отклоняющее КНБК в составе, которого ДО-106 радиус кривизны скважины составит 52 м.

Таким образом, проведенные расчёты показывают, что новая конструкция отклонителя в сочетании с ультракоротким двигателем позволяет обеспечивать более высокую эффективность в наборе кривизны при проводке наиболее сложных интенсивно искривленных интервалов наклонно направленных скважин, в сравнении с известными забойными отклоняющими двигателями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Повалихин А.С. Профили направленных скважин и компоновки низа буровых колонн. – М.: Недра, - 1995. - 304 с.
2. Абдулмизитов Р.Г., Фазлыев Р.Т., Рамазанов Р.Г., Миронова Л.М. Методическое руководство по геологическому обоснованию бурения горизонтальных, многозабойных скважин и боковых горизонтальных стволов – Бугульма: «ТатНИПИ-нефть», - 2005. – с. 6-15
3. Заявка на пат. 2010132500. Устройство для искривления скважины / Ю.Т. Морозов, Р.Р. Зарипов. От 02.08.2010
4. Шatrovский А.Г. Исследование работы КНБК для бурения по проектному профилю забойными двигателями в сложных условиях // Инженер нефтяник. – М.: ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз», 2008. - № 1. - с. 21-24.
5. Повалихин А.С., Шatrovский А.Г. Расчёт предельного радиуса кривизны ствола для различных внутрискважинных устройств // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз», 2008. - № 4. – с. 38-40.

УДК 622.243.23

Исследование свойств S-образного профиля наклонно направленной скважины

А.Б. Охотников
(ГК «Интегра», ООО «Смит Продакшн Технолоджи»)

Большая часть нефтяных и газовых наклонно направленных скважин на территории Западной и Восточной Сибири бурится с использованием S-образного профиля ствола. S-образный профиль включает (рис. 1) вертикальный участок, участок набора зенитного угла, наклонный участок (участок стабилизации зенитного угла, тангенциальный участок), участок снижения зенитного угла, участок малоинтенсивного уменьшения угла (второй участок стабилизации, или вертикальный участок).

Исходные данные для проектирования S-образного профиля ствола

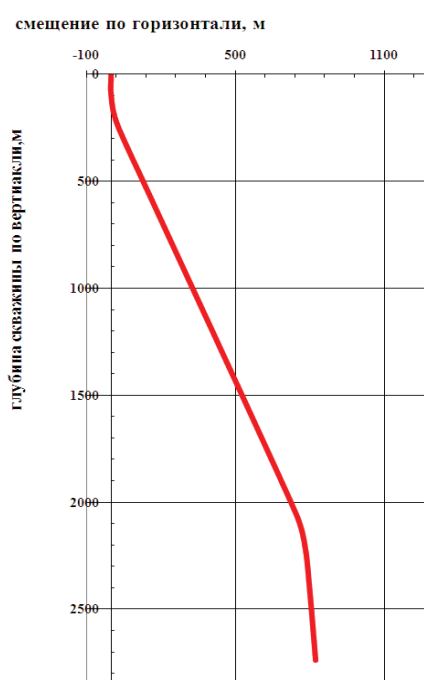


Рис. 1. S-образный профиль ствола скважины

скважины:

- a - глубина скважины по вертикали;
- b - глубина кровли пласта;
- c - угол входа в пласт;
- d - интервал установки и максимально допустимая интенсивность искривления на данном участке;
- e - глубина кондуктора по вертикали;
- f - вертикальный участок;
- g - интенсивность искривления на участке увеличения зенитного угла;
- h - интенсивность искривления на участке уменьшения зенитного угла.

Для конкретной скважины величины значений параметров *a, b, c, d, e, f* являются установленными, то есть неизменными. Величины значений параметров *g* и *h* ограничены верхними пределами, которые вытекают из технических требований к скважине - проходимость КНБК, обсадных колонн, внутрискважинного оборудования и т.п. Изменяя величины значений параметров *g* и *h* в пределах до максимально допустимого их значения, при установленных (неизменных) для конкретной скважины значений параметров *a, b, c, d, e* и *f*, получим множество вариантов профиля для конкретной скважины, которые будут соответствовать исходным данным (табл. 1 и рис. 6).

На примере одного из крупных месторождений Среднего Приобья были проведены исследования свойств S-образного профиля ствола скважины. При расчёте профиля использованы следующие исходные данные:

- a) $H_{скв}$ - глубина скважины по вертикали 2740 м;
- b) $H_{пл}$ - глубина кровли пласта 2400 м;
- c) $\alpha_{пл}$ - угол входа в пласт 5° ;
- d) H_n - интервал установки УЭЦН

2200-2400 м, a_n - максимально допустимая интенсивность искривления на данном участке $0,05^\circ/10$ м;

e) H_k - глубина кондуктора по вертикали 700 м;

f) H_v - вертикальный участок 100 м.

g) максимально допустимая интенсивность искривления на участке увеличения зенитного угла $1,5^\circ/10$ м;

h) максимально допустимая интенсивность искривления на участке уменьшения зенитного угла $1,5^\circ/10$ м.

Профили рассчитаны для следующих величин смещения ствола скважины по кровле пласта: 500, 700, 900, 1000, 1500, 1800, 2000 м. Величина значений параметров *g* и *h* изменялась в пределах от 0,4 до $1,5^\circ/10$ м.

Анализ полученных вариантов S-образного профиля ствола скважины выявил следующее.

1. Влияние интенсивности искривления на участке уменьшения зенитного угла на параметры профиля ствола скважины.

При увеличении интенсивности искривления на участке уменьшения зенитного угла при постоянной интенсивности искривления на участке увеличения зенитного угла:

- уменьшается длина кондуктора (рис. 2);
- уменьшается длина скважины (рис. 3);
- уменьшается максимальный зенитный угол.

2. Влияние интенсивности искривления на участке увеличения зенитного угла на параметры профиля ствола скважины.

При увеличении интенсивности искривления на участке набора зенитного угла при постоянной интенсивности искривления на участке уменьшения зенитного угла:

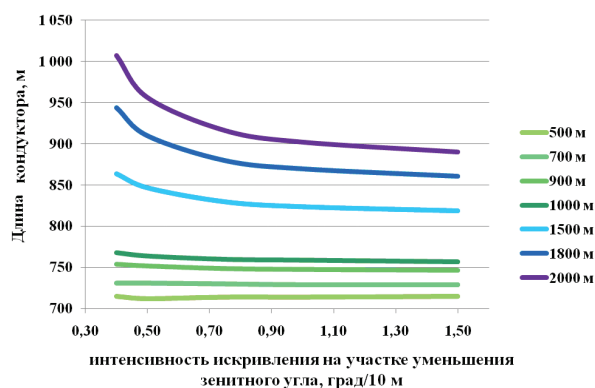


Рис. 2. Изменение длины кондуктора в зависимости от изменения интенсивности искривления на участке уменьшения зенитного угла при постоянной интенсивности искривления на участке набора зенитного угла

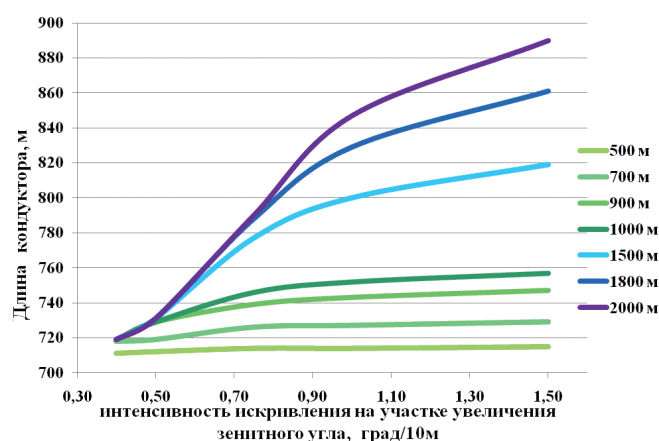


Рис. 4. Изменение длины кондуктора в зависимости от изменения интенсивности искривления на участке увеличения зенитного угла при постоянной интенсивности искривления на участке уменьшения зенитного угла

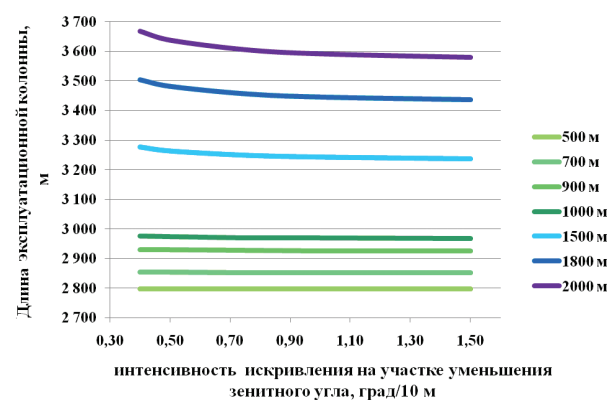


Рис. 3. Изменение длины ствола скважины в зависимости от изменения интенсивности искривления на участке уменьшения зенитного угла при постоянной интенсивности искривления на участке набора зенитного угла

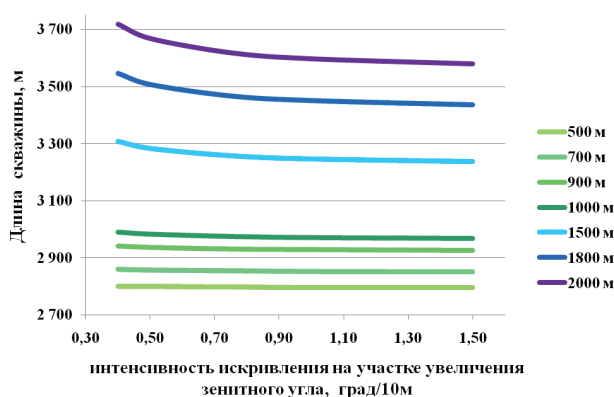


Рис. 5. Изменение длины ствола скважины в зависимости от изменения интенсивности искривления на участке увеличения зенитного угла при постоянной интенсивности искривления на участке уменьшения зенитного угла

Таблица 1. Расчётные варианты S-образного профиля скважины при смещении 1500 м

№	H_v	H_k	$H_{пл}$	$H_{скв}$	$a_{пл}$	H_n	a_n	i_1	i_2	a	$L_{кон}$	$L_{эк}$
	м	м	м	м	°	м	°/10м	°/10м	°/10м	°	м	м
1	100	700	2400	2740	5	2200-2400	0,05	1,50	1,50	27,00	756	2971
2	100	700	2400	2740	5	2200-2400	0,05	1,50	1,00	27,50	758	2974
3	100	700	2400	2740	5	2200-2400	0,05	1,50	0,50	29,00	764	2980
4	100	700	2400	2740	5	2200-2400	0,05	1,00	1,5	27,50	752	2973
5	100	700	2400	2740	5	2200-2400	0,05	1,00	1,00	28,00	753	2976
6	100	700	2400	2740	5	2200-2400	0,05	1,00	0,50	29,50	760	2981
7	100	700	2400	2740	5	2200-2400	0,05	0,50	1,50	30,00	728	2986
8	100	700	2400	2740	5	2200-2400	0,05	0,50	1,00	30,50	730	2988
9	100	700	2400	2740	5	2200-2400	0,05	0,50	0,50	33,00	731	2996

-увеличивается длина кондуктора (рис. 4);
 -уменьшается длина скважины (рис. 5);
 -уменьшается максимальный зенитный угол.

При смещении до 500 м данные длина кондуктора и ствола скважины практически не зависят от интенсивности

Обозначения в таблице:

i_1 и i_2 - интенсивность искривления на участках набора и снижения угла,

a - угол наклона тангенциальной секции,

$L_{кон}$ - длина кондуктора по стволу,

$L_{эк}$ - длина эксплуатационной колонны по стволу.

Остальные см. выше.

искривления на участке увеличения зенитного угла. Если конструкция скважины включает промежуточную колонну, то зависимость её длины от интенсивности искривления на участке увеличения зенитного угла такая же, как и для кондуктора.

На основе выявленных зависимостей разработана методика проектирования S-образного профиля обеспечивающего минимальную стоимость скважины. Сущность методики заключается в следующем. Для конкретной скважины рассчитываются варианты профиля для различных комбинаций интенсивности искривления на участке увеличения зенитного угла и участке снижения зенитного угла. Затем для каждого профиля определяется стоимость скважины и выбирается профиль, обеспечивающий минимальную стоимость скважины.

Выводы

1. Установлено влияние радиуса искривления на участках увеличения и уменьшения зенитного угла на длину кондуктора (промежуточной колонны) и длину ствола скважины.

2. На основе выявленных зависимостей разработана методика проектирования S-образного профиля ствола обеспечивающего минимальную стоимость скважины.

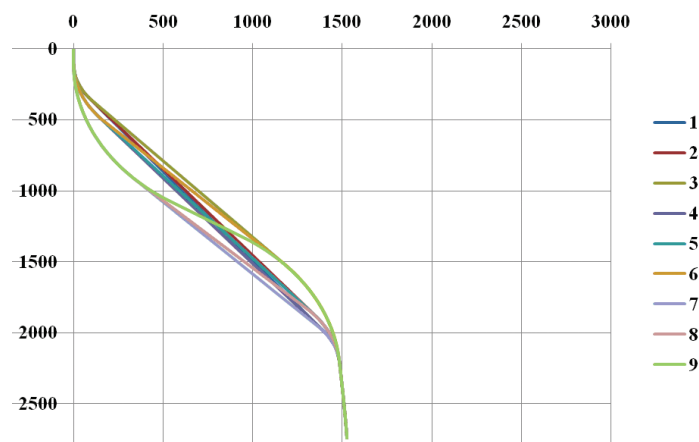


Рис. 6. Варианты S-образного профиля при проектном смещении ствола от вертикали смещения 1500 м

УДК 622.276: 658.58

Разработка научного метода объективной оценки процессов динамического разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего действия класса PDC (часть II)

К.И. Борисов – канд. техн. наук, доцент

(Институт природных ресурсов национального исследовательского Томского политехнического университета)

На основании аналитических и экспериментальных исследований, изложенных в первой части статьи [1] сформулированы основные требования к новому методу оценки динамических прочностных характеристик горных пород, характеризующих их поведение при работе инструментов класса PDC.

1. Методика получения количественного критерия объективной оценки сопротивляемости разрушению горных пород в процессе их резания инструментом режуще-скалывающего действия должна моделировать реальные динамические процессы разрушения горных пород.

2. Технические средства должны быть максимально

универсальны, просты, и позволять массовое определение динамических прочностных показателей всех классов горных пород.

3. Способ количественной оценки динамической твердости горных пород при резании должен нести в себе максимально возможную преемственность от наиболее распространенных в настоящее время методик.

В рамках реализации указанных требований впервые предложен показатель $H_{вд}$ динамической «твердости» пород, развивающий в известной степени критерий оценки статической твердости горных Л.А. Шрейнера, но характеризующий принципиально более сложное поведение

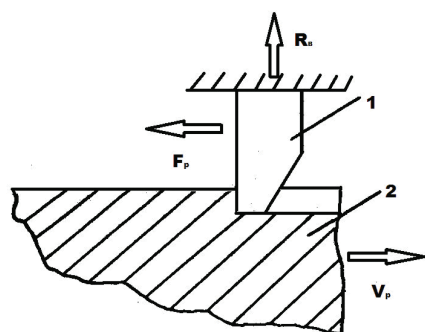


Рис. 1. Схема динамического резания образца породы с жестко фиксированной глубиной слоя

пород при резании-скалывании (рис. 1):

$$H_{вд} = \frac{R_v}{S_k} \quad (1)$$

где: R_v – выталкивающая резец сила, Н, возникающая при динамическом резании образца горной породы в режиме установившегося (максимального) значения коэффициента K_p ; S_k – площадь контакта резца установленной формы и размеров с горной породой, м².

Для расчетов показателя $H_{вд}$ используется экспериментальное значение R_v в точке 7 (см. рис. 5 [1]), характеризующее начало процесса объемного разрушения породы при резании, а также площадь контакта режущего элемента Г5303 с исследуемой горной породой S_k .

Предложение об использовании нового показателя $H_{вд}$ «динамической твердости горных пород» является актуальным методологическим шагом в развитии технологии объективной оценки динамических свойств горных пород для практических потребностей бурения скважин.

Данный показатель $H_{вд}$ имеет целый ряд важных положительных характеристик, показывающих целесообразность его статистического накопления и широкого использования для оценки сопротивляемости практически всех классов горных пород. Количественная величина $H_{вд}$ определяется по методике, которая физически полно и точно моделирует работу инструмента РСД с АТП. С помощью данного показателя возможна оценка «динамической прочности» всех категорий и разновидностей горных пород, в том числе и большого класса мягких пластичных горных пород, чего другие методики не позволяют в принципе (табл. 1). Конкретные значения показателя $H_{вд}$

Таблица 1.

№ п/п	Краткое наименование горной породы	Сравнительные значения показателей твердости исследуемых горных пород, кгс/мм ²	
		Твердость по Шрейнеру, H_s	Динамическая твердость, $H_{вд}$
1	Глина	не определяется	1,09
1	Суглинок	не определяется	1,12
2	Алеврит	74,0	3,84
3	Аргиллит	174,0	8,38
4	Песчаник	222,0	9,99
5	Известняк	263,0	14,40
6	Доломит	275,0	15,81

целесообразно использовать в различных формализованных моделях для получения показателей работы конкретных типоразмеров РСД, чего другие показатели не позволяют, вследствие другой физической природы метода их определения.

В табл. 1 приведены результаты экспериментальных процедур по количественной оценке динамической твердости $H_{вд}$, ограниченной выборки горных пород, представляющих вмещающий разрез ряда нефтегазовых и рудных месторождений Западной Сибири.

Анализируя данные табл. 1 можно сделать исключительно важный вывод о том, что новая методика позволяет дать относительные количественные характеристики прочностных свойств всего спектра горных пород – от пластично-мягких пород, до упруго-пластичных и упруго-хрупких, относящихся к средним и твердым категориям. Для сравнения показано, что методика статического «вдавливания» не позволяет вообще количественно оценить твердость класса мягких горных пород, широко представленных в разрезах нефтегазовых месторождений Сибири.

Совокупность двух предлагаемых динамических характеристик K_p и $H_{вд}$ процесса разрушения горных пород при резании позволяет более полно, а, главное, более точно воспроизвести реальное силовое взаимодействие пород и разрушающих их режущих элементов.

Важным направлением развития научной базы о процессах разрушения горных пород инструментами РСД

является изучение условий работы породоразрушающих элементов (резцов), функционирующих в составе единого комплекса долота. Наиболее интересными современными работами в этом направлении являются труды ученых Южно-Российского государственного технического университета [2, 3], в которых авторы утверждают о значимом различии условий работы периферийных и внутренних резцов долот с алмазно-твердосплавным вооружением. Представляется целесообразным проведение исследований по развитию актуальных аспектов этой проблемы.

Общеизвестно, что в процессе резания (резания-скалывания) горных пород долотами типа РДС, нагруженными постоянной силой G и вращающим моментом M_v , каждый резец перемещается по собственной траектории в форме пространственной спирали с углом α_i . При этом шаг спирали является одинаковым для всех резцов, и равным углубке δ долота за один оборот (рис. 2).

Отметим, что путь резцов в процессе перемещения вдоль наклонной плоскости резания горной породы за один оборот долота, располагающихся на периферийном (внешнем) сегменте корпуса инструмента, значительно превышает путь «внутренних» резцов. Также в определенной степени будут иметь различия и в других условиях взаимодействия периферийных и внутренних резцов с разрушаемой горной породой: скорости линейного перемещения и интенсивности вертикального перемещения (динамического внедрения) резцов.

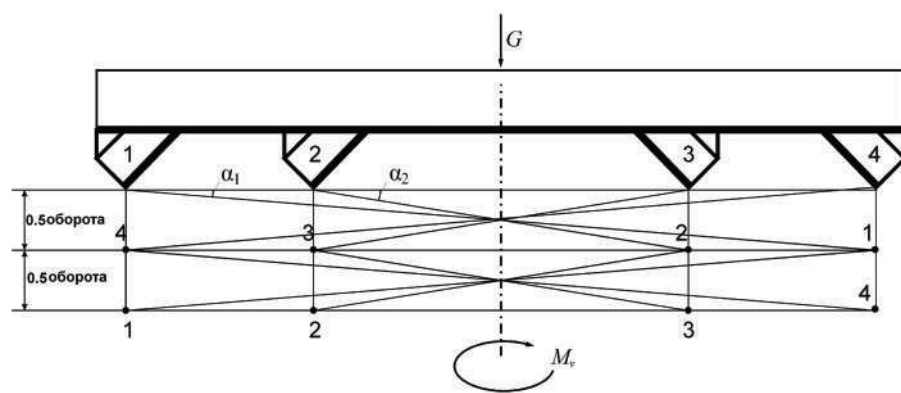


Рис. 2. Схема перемещения резцов долота PDC:

1-4 – резцы типа Stratapax™, закрепленные в корпусе долота;

G – осевая нагрузка на долото; M_v – крутящий момент на долоте;

δ – углубка инструмента за оборот; α_i – углы наклона траектории заглабления резцов

К примеру, в связи с тем, что время одного оборота для всех резцов при неизменной частоте вращения долота одинаково, линейная скорость перемещения резцов в процессе бурения долотами PDC вдоль динамической плоскости резания горной породы, располагающихся на внешнем сегменте корпуса долота, значительно превышает скорость «внутренних» резцов (рис. 3). Можно предположить, что силовые и энергетические характеристики процесса резания для резцов различных сегментов долота будут также значительно отличаться.

В подтверждение этого исследования автора, проведенные по методике «жестко фиксированного корпуса» (резца), показали, что сила сопротивления внедрению резцов в горную породу (реактивная выталкивающая сила), располагающихся на внешнем сегменте корпуса долота, значительно превышает силу сопротивления внедрению «внутренним» резцам (рис. 4).

Следовательно, несмотря на несколько другие условия осевого нагружения реального инструмента PDC контактные давления, возникающие на периферийных резцах долота, будут значительно выше, чем у «внутренних» резцов. Таким образом, эффект скоростного «упрочнения» разрушаемой периферийными резцами горной породы, будет негативно влиять, как на процессы их абразивного изнашивания, так и на величину срезаемого (скалываемого) долотом слоя горной породы за один оборот.

Авторы [3] подтверждают, что механическая скорость бурения долотом типа PDC под действием неизменной нагрузки G не меняется с увеличением частоты вращения долота. К подобным выводам ранее пришел автор [4, 5] при исследовании работы твердосплавных инструментов типа РСД. Иными словами, эффект увеличения механической работы разрушения горных пород с повышением интенсивности вращения

«поглощается» эффектом снижения средней величины снимаемого за оборот слоя разрушаемой породы. Фактически имеет место процесс «выталкивания долота». Этот процесс в большей степени основан на возрастании роли «выталкивания» более нагруженных периферийных резцов долота буримой горной породой с повышением частоты вращения инструмента. Пути снижения негативного влияния эффектов, связанных со значимым различием условий эксплуатации резцов, расположенных на разных «радиусах» корпуса долота, целесообразно искать в вариантах оптимизации конструкции породоразрушающих инструментов типа PDC, геометрических характеристик резцов, и их размещения в корпусе, систематизации размерных характеристик «вооружения» долота.

В частности, предлагается использовать критерий «формирования и поддержания одинаковых контактных нагрузок на всех сегментах размещения резцов в корпусе долота» за счет направленного варьирования размерами резцов, а также разделении корпуса на относительно независимые элементы с собственными системами «вооружения» резцами. Данный вопрос требует отдельного изучения и более полных исследований процесса.

Кроме этого, важен постоянный поиск рационального сочетания технологических режимов эксплуатации долот режуще-скалывающего действия, позволяющих минимизировать негативные эффекты от различий в условиях работы периферийных и внутренних резцов, жестко закрепленных в едином корпусе инструмента.

Обратимся, в частности, к другой важной стороне кинематики движения резцов долота РСД. Углы наклона собственных пространственных спиралей, по которым перемещаются резцы на собственных радиусах

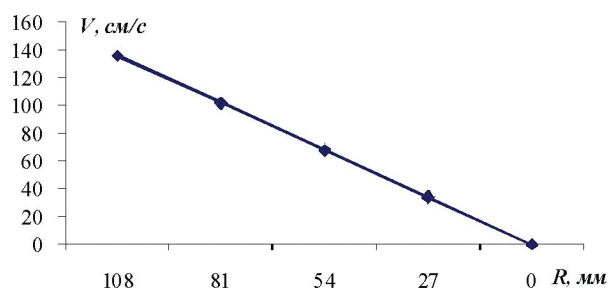


Рис. 3. Зависимость линейной скорости перемещения резца V от расстояния его размещения от оси вращения долота R , (частота вращения долота 120 об/мин)

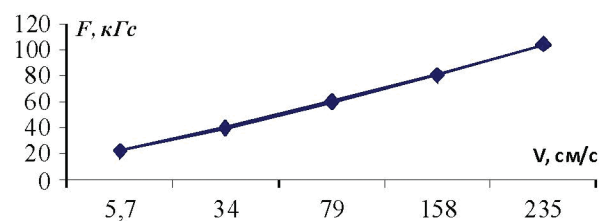


Рис. 4. Влияние линейной скорости V перемещения резца на сопротивление F породы разрушению при резании

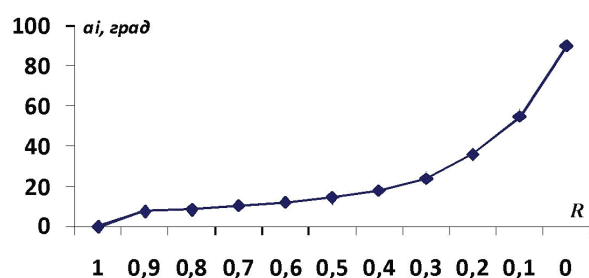


Рис. 5. Изменение угла α_i наклона траектории реза для различных расстояний их размещения от оси вращения долота R ,
 0- ось вращения; 1 - радиус долота

вращения α_i имеют различные значения. Интенсивность заглабления «внутренних» резцов значительно выше, чем у «внешних» (рис. 5). Это обусловлено тем, что при одинаковом шаге спирали траектории (проходке за оборот долота) путь, проделываемый «внешними» резцами за один оборот, значительно больше, чем внутренними. Таким образом, констатируем факт, что углы наклона динамической плоскости резания для резцов, находящихся на различных радиусах резания горной породы, значительно отличаются. Это приводит к тому, что фактические динамические углы резания (передний и задний) периферийных резцов значительно отличаются от углов резания внутренних резцов, а, следовательно, и различаются условия работы данных групп резцов. Например, если на периферии динамический передний угол у резцов будет соответствовать примерно 93° при угле наклона траектории в $2-3^\circ$, то на расстоянии «внутреннего» реза от оси в 0,1 радиуса долота фактический угол резания относительно динамической плоскости резания составит примерно 145° [1]. Совершенно очевидно, что такое различие динамики геометрических характеристик процесса резания в зависимости от размещения резцов в долоте PDC негативно сказывается на суммарном результате работы инструмента.

Для приведения условий работы различных групп резцов в одинаковые условия по отношению к динамической плоскости резания горной породы необходимо системно изменять геометрию их размещения в корпусе долота по мере уменьшения радиуса вращения. Критерием оптимальности геометрии установки резцов в корпусе долота PDC на периферийных и внутренних венцах предлагается считать характеристику «неизменности значений угла резания $\alpha_i = const$ для

каждой группы резцов долота относительно собственной динамической плоскости резания».

Представленные результаты в необходимом для научного и практического использования объеме детализируют выполненный автором комплекс аналитического и экспериментального изучения динамического процесса разрушения горных пород инструментом режуще-скалывающего действия с АТП типа Stratapax™.

Выводы

1. Сформировано новое научное направление объективной оценки эффективности динамического разрушения горных пород при бурении скважин инструментами РСД класса PDC.

2. Разработана научная методика физического моделирования переходного и установившегося процессов «внедрения» режущих элементов в горную породу при резании.

3. Выполнено для целей прогнозирования результатов работы ПРИ РСД аналитическое изучение и описание количественных взаимоотношений между силовыми динамическими характеристиками внедрения при резании горных пород - осевой силой на резец, силой реакции породы, силой резания, - при самых различных условиях резания и типах горных пород.

4. Разработана и использована для целей научных исследований уникальная установка УМР для экспериментов по динамическому разрушению горных пород при РСД; проведения работ по оценке «динамической твердости» горных пород всех типов; измерению силовых и энергетических параметров процесса «резания» горных пород; количественной оценке эффективности динамического разрушения пород при РСД. Экспериментальная установка, может быть использована в процедуре стандартизации методики.

5. Установлена критериальная значимость величины коэффициента сопротивления резанию породы при изменении параметров режима резания. Уровень оптимальности процесса динамического разрушения горной породы в конкретной системе «резец-порода» может достаточно

точно оцениваться значением K_p .

6. Предложен для рассмотрения научной общественности новый количественный критерий объективной оценки сопротивляемости разрушению горных пород в процессе их резания инструментом режуще-скалывающего действия $H_{вд}$ - показатель «динамической твердости пород» для условий процесса резания;

7. В полном объеме детализирована технология экспериментального измерительного процесса показателя «динамической твердости» $H_{вд}$ с использованием универсальной установки моделирования разрушения (УМР) горных пород резанием. Приведены результаты начального этапа экспериментальных процедур по количественной оценке динамической твердости $H_{вд}$ выборки горных пород, представляющих вмещающий разрез ряда нефтегазовых и рудных месторождений Западной Сибири.

8. Представлена типовая «силовая картина» единичного процесса динамического резания, характеризующая различные фазы разрушения горной породы: переходный, истирающе-усталостный процесс разрушения, и стационарное объемное разрушение исследуемой горной породы.

9. Установлено, что в процессе работы долота РСД класса PDC периферийные и внутренние породоразрушающие элементы АТП фактически разрушают различные по механическим характеристикам «разновидности» одной буримой горной породы. Динамическая твердость периферийных участков горной породы на порядок больше той же характеристики для внутренних участков забоя. Этот факт является прямым следствием более значимого «скоростного упрочнения» горной породы для резцов долота, размещенных на его периферии.

10. На основе вышеуказанного установлено, что контактные нагрузки периферийных и внутренних резцов, жестко закрепленных в едином корпусе долота, значительно отличаются друг от друга. Вследствие этого, а также на основании факта существенного различия в суммарном пути трения этих групп резцов, работа и интенсивность абразивного износа для них также несравнимо различны. Для приведения текущих контактных нагрузок для резцов различных сегментов корпуса долота к одинаковым значениям предлагается использовать резцы определенного размерного ряда.

11. Установлено, что для поддержания одинаковых условий работы различных групп резцов по отношению к динамической плоскости резания горной породы необходимо системно изменять геометрию их размещения в корпусе долота по мере уменьшения радиуса вращения каждого резца. Критерием оптимальности углов установки резцов

в корпусе долота PDC на периферийных и внутренних венцах предложено считать характеристику «неизменности значений угла резания $\alpha_i = const$ для каждой группы резцов долота относительно собственной динамической плоскости резания».

ЛИТЕРАТУРА

1. Борисов К.И. Разработка научного метода объективной оценки процессов динамического разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего действия класса PDC (часть I) // Инженер-нефтяник – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», - 2010. - № 4. - с. 26-26.
2. Третьяк А.Я., Литкевич Ю.Ф., Асеева А.Е. Научные основы создания многоярусных буровых долот режущего типа для бурения нефтяных и газовых скважин // Проблемы геологии и освоения недр юга России: Труды Междунар. конф. – г. Азов, 2006. – Ростов на Дону, 2006. – с. 176–178.
3. Третьяк А.Я., Литкевич Ю.Ф., Асеева А.Е. Исследования

ние подачи и модуля скорости при вращательном бурении горных пород // Интервал. – 2006. – № 2. – с. 25–27.

4. Борисов К.И. Экспериментальная количественная оценка силовых характеристик резания горных пород // Известия вузов ТПУ. - Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. Томск: – 2002. – Т. 305. – Вып. 8. – с. 216–219.

5. Борисов К.И. Влияние скорости движения породоразрушающих элементов на величину сил резания // Механика горных пород при бурении: Труды научно-практ. конф. п. Агой, 1986. – Грозный: - 1986. – с. 47–49.

УДК 553.98 (47+57)

ИННОВАЦИОННАЯ ГЕОФИЗИКА: БИНАРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЯМЫХ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ (ЧАСТЬ I) (С. 5)

¹Владимир Павлович Мельников

²Василий Иванович Лисов

³Олег Степанович Брюховецкий

⁴Леонид Захарович Бобровников

ИКИЗ СО РАН

625000, Тюмень, ул. Малыгина, 86, а/я 1230

E-mail: melnikov@ikz.ru

²ГОУ ВПО «Российский государственный геологоразведочный университет»
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

E-mail: lzbobr@dol.ru

Рассмотрены бинарные технологии поисков месторождений полезных ископаемых, отличительной особенностью которых является использование одновременно нескольких мощных искусственно создаваемых в объекте геологоразведке многокомпонентных электромагнитных полей и сейсмических колебаний.

Ключевые слова: геофизические методы; бинарные технологии; сейсмо-электромагнитный метод; нефтегазовая залежь.

УДК 553.98

О ВОЗОБНОВЛЯЕМОСТИ УГЛЕВОДО-

РОДНЫХ РЕСУРСОВ (С. 10)

Владимир Иванович Иванников

ОАО «Газ-Ойл»

107014 Москва, ул. Гастелло, 41

Тел. (499)-268-33-50

В статье приводится обоснование гипотезы конвергенции углеводородов, в соответствии с которой газовая фаза, поступающая из недр, является основным носителем и собирателем нефти в процессе её миграции в коллекторах осадочного комплекса.

Ключевые слова: нефть; газ; нефтеносность; месторождение; конвергенция.

УДК 621.921.34-21

БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ОТБОРА КЕРНА В ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ОЗЕРА БАЙКАЛ (С. 13)

¹Вячеслав Васильевич Кочуков

²Билал Насруллаевич Хахаев

¹ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Тел. (495)-543-91-16

²ОАО НПЦ «Недра»

150000, г. Ярославль, ул. Свободы, 8/38
Тел.: (4852) 728101,

Факс: (4852) 328471

E-mail: postmaster@nedra.ru

Приведено описание и техническая характеристика устройств, которые использовались при отборе керна в донных отложениях озера Байкал в рамках реализации Байкальского бурового проекта.

Ключевые слова: керноотборное устройство; породоразрушающий инструмент; керноприёмник; коронка; керн; бурголовка.

УДК 622.243.24

ПРИТОК К СИСТЕМЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ (С. 16)

Илья Федорович Чупров

Екатерина Александровна Канева

Ухтинский государственный технический университет (УГТУ)

169300 Ухта, ул. Первомайская, 13

E-mail: bk.if08@mail.ru

Рассмотрен приток пластового флюида к одиночной и системе горизонтальных стволов для условий применительно к залежи тяжёлой, высоковязкой нефти. Приведены математические зависимости, позволяющие оценить дебит скважины от числа действующих скважин.

Ключевые слова: горизонтальная скважина; пласт; нефтеотдача; фильтрационное сопротивление; высоковязкая нефть.

УДК 628.112.4

ПОТЕРЯ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ДВИЖЕНИИ ЖИДКОСТИ ВНУТРИ СКВАЖИННОГО ФИЛЬТРА (с. 18)**Владимир Владиславович Куликов**

ГОУ ВПО «Российский государственный геологоразведочный университет»
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: drill@msgpa.ru

Рассмотрены закономерности движения жидкости внутри скважинного фильтра. Предложена зависимость для расчёта потери давления в фильтре при откачке нефти и нагнетании воды в скважину.

Ключевые слова: потеря давления; скважинный фильтр.

УДК 622.243.24

ГЕОНАВИГАЦИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МНОГОЗАБОЙНЫХ КИБЕР-СКВАЖИН (с. 20)**Валерий Владимирович Кульчицкий
Алексей Игоревич Архипов**

Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина
119296, ГСП-1, В-296
Москва, Ленинский проспект, 65
E-mail: niibt@gubkin.ru

В статье изложены тенденции в проектировании и сооружении многозабойных горизонтальных скважин с десятками боковых стволов с возможностью идентификации каждого ствола, ориентированного входа инструмента и интеллектуального заканчивания. Впервые объединены понятия: геонавигация и интеллектуализация скважины в процессе её сооружения и эксплуатации в единую систему – кибер-скважину, самонастраивающуюся скважинную систему, обладающую способностью к устойчивому сохранению или достижению некоторых состояний в условиях воздействия внешних факторов, нарушающих эти состояния или мешающих их достижению.

Ключевые слова: геонавигация скважин; многозабойная горизонтальная скважина; траектория ствола скважины; интеллектуальная многозабойная горизонтальная скважина кибер-скважина; телеметрическая система с электромагнитным каналом связи; электрический разделитель.

УДК 622.243.2

КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН (с. 25)**Николай Львович Полей**

Федеральное государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Самарский филиал "ВГАВТ"
443099, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 62/64
Тел.: (846) 332-40-62

Приведено описание отклонителя на основе винтового забойного двигателя (ВЗД), который имеет короткий шпиндель и усиленный шарнир-торсион. Предлагаемая конструкция позволяет увеличить угол перегиба секций ВЗД, что позволяет расширить диапазон радиусов искривления ствола при бурении горизонтальных скважин. Предусмотрено встраивание датчиков телеметрической системы в шпиндель ВЗД.

Ключевые слова: горизонтальная скважина; КНБК; отклонитель; винтовой забойный двигатель; телеметрическая система; шарнир-торсион.

УДК 622.243.27

НОВОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН (с. 27)**Юрий Тимофеевич Морозов
Радик Ринатович Зарипов**

Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)
199106 Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д.2
E-mail: radzar@yandex.ru

Приведена методика расчёта длины секций отклоняющей КНБК с одним и двумя искривленными элементами. Определены требования к длине шпинделя и рабочей пары забойного двигателя для бурения скважин по малому и среднему радиусу кривизны.

Ключевые слова: отклоняющая КНБК; забойный двигатель; отклонитель; радиус кривизны; интенсивность искривления.

УДК 622.043.23

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ S-ОБРАЗНОГО ПРОФИЛЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ (с. 29)**Александр Борисович Охотников**

ООО «Смит Продакшн Технолоджи» ГК «Интегра»
119311, Москва, пр. Вернадского, д.6, БЦ «Капитолий»
E-mail: aokhotnikov@integra.ru

Представлены результаты расчёта параметров S-образного профиля наклонно направленной скважины в зависимости от интенсивности искривления на участках увеличения и уменьшения зенитного угла.

Ключевые слова: S-образный профиль ствола; глубина скважины; зенитный угол; конструкция скважины.

УДК 622.276:658.58

РАЗРАБОТКА НАУЧНОГО МЕТОДА ОБЪЕКТИВНОЙ ОЦЕНКИ ПРОЦЕССОВ ДИНАМИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ИНСТРУМЕНТАМИ РЕЖУЩЕ-СКАЛЫВАЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ КЛАСА PDC (ЧАСТЬ II) (с. 31)**Константин Иванович Борисов**

Институт природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
E-mail: kibor@tomline.ru

Рассмотрено динамическое разрушение горных пород инструментом режуще-скалывающего действия. Для оценки сопротивляемости разрушению горных пород предложен показатель динамической твёрдости, а также приведено описание технологии определения показателя динамической твёрдости экспериментальным путём. Рассмотрена работа долот типа PDC.

Ключевые слова: динамическое разрушение; резец; горная порода; PDC; инструмент режуще-скалывающего действия.

INNOVATIVE GEOPHYSICS: BINARY TECHNOLOGIES FOR DIRECT SEARCH OF COMMERCIAL MINERALS DEPOSITS (PART I) (p. 5)

¹Vladimir Pavlovich Mel'nikov

²Vasilij Ivanovich Lisov

³Oleg Stepanovich Brjukhoveckij

⁴Leonid Zakharovich Bobrovnikov

¹Institute of the Earth Cryosphere of the Siberian Branch of the RAS

86, Malygina str., Tyumen, 625000, Russia

E-mail: melnikov@ikz.ru

²Russian State Geological Prospecting University (RSGPU)

23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia

E-mail: lzbobr@dol.ru

Binary technologies for direct search of commercial minerals deposits are discussed. The specific features: generating several artifices high intensity multicomponent electromagnetic fields and seismic waves in the examined geological block.

Key words: geophysical methods; binary technologies; seismic electromagnetic method; oil and gas reservoir.

SUSTAINABILITY OF HYDROCARBON RESOURCES (p. 10)

Vladimir Ivanovich Ivannikov

«Gaz-Oil» JSC

41, Gastello str., Moscow, 107014, Russia

Tel. +7-499-268-33-50

The article covers the basics of hydrocarbon convergence theory. The theory supposes that gas phase coming from below is the specific oil carrier and collector while oil migration through sedimentary complex.

Key words: oil; gas; oil presence; reservoir; convergence.

DRILL TOOL FOR CORE TAKING IN LAKE BAIKAL BOTTOM SEDIMENTS (p. 13)

¹Vjacheslav Vasil'evich Kochukov

²Bilal Nasrullaevich Khakhaev

¹«IDS Drilling» LLC

10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia

Tel. +7-495-543-91-16

²JSC SIC Nedra

8/38, Svobody str., Jaroslavl', 150000,

Russia

Tel.: (4852) 728101, Fax: (4852) 328471

E-mail: postmaster@nedra.ru

The description and specifications of core taking devices used while implementing the Baikal drilling program are given.

Key words: core taking device; rock-destruction tool; core receiver; core cutting head; core; core bit.

MULTILATERAL WELL STREAM FROM HOMOGENEOUS FORMATION (p. 16)

Il'ja Fedorovich Chuprov

Ekaterina Aleksandrovna Kaneva

Ukhta State Technical University

Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia

E-mail: bk.if08@mail.ru

Fluid inflow to single wellbore and to the system of multilateral wellbores for heavy and high-viscosity oil.

Key words: lateral; layer; oil recovery; flow coefficient; high-viscosity oil.

PRESSURE LOSSES FOR FLUID FLOW IN WELL SCREENS (p. 18)

Vladimir Vladislavovich Kulikov

Russian State Geological Prospecting University (RSGPU)

23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia

E-mail: drill@msgpa.ru

Regularities of the fluid in the well screen are discussed. Relationship for calculating the pressure losses in the filter for oil pumping-out and water injection into wells is presented.

Key words: pressure losses; well screen.

GEONAVIGATION OF INTELLIGENT MULTILATERAL CYBER-WELLS (p. 20)

Valeriy Vladimirovich Kulchitskiy

Alexey Igorevich Arkhipov

Gubkin Russian State University of oil and gas

63/2, Leninskiy prospect, Moscow, 199296, Russia

Tel /fax (499) 135-83-96

E-mail: niibt@gubkin.ru

The article discusses trends to the

design and construction of multilateral wells with dozens of laterals with the ability to identify each borehole, oriented entry of the tool and intelligent completion. For the first time are combined such concepts: geonavigation and intellectualization of wells while its construction and operation as a single system - the cyber-well, self-adjusting well system with the ability to maintain, or achieve some system status in terms of influence external factors that violate these conditions or impede to achieve them.

Key words: geonavigation of wells; intelligent multilateral well; cyber-well; telemetry system on the basis of electromagnetic channel; electrical delimiter.

CONCEPTUALIZATION OF FASTER DIRECTIONAL DRILLING (p. 25)

Nikolaj L'vovich Polejj

64/62, Molodogvardejskaja str., Samara, 443099, Russia

Description of the diverter for downhole positive displacement motor (DPDM). The diverter is equipped with short spindle and pivot - torsion is described. The concept design provides for increasing angle of obliquity for DPDM and to extend radius rating to drill laterals. Provision is made for telemetry system sensors to be built in DPDM spindle.

Key words: lateral; BHA; diverter; downhole positive displacement motor; telemetry system; pivot - torsion.

NOVEL APPARATUS FOR WELL DEVIATION (p. 27)

Jurij Timofeevich Morozov

Radik Rinatovich Zaripov

Saint-Petersburg State Mining Institute Vasilievsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199026, Russia

E-mail: radzar@yandex.ru

The description of novel apparatus for well deviation is presented. There is no misalignment or tilt in the running position to provide for smooth borehole run. Reaching the bottom the apparatus is activated and its sections get a relative position at a selected angle.

Key words: apparatus for well deviation; hydraulic positive displacement motor; drill bit; BHA; radius of curvature.

**INVESTIGATION OF PROPERTIES OF
DIRECTIONALLY DRILLED S-WELLS (p.
29)**

Aleksandr Borisovich Okhotnikov

«Smit Prodakshn Tekhnolodzhi» LTD
BC «Kapitolijj», 6, Vernadskogo prospect,
119114, Moscow
E-mail: aokhotnikov@integra.ru

Calculation data for directionally
drilled S-Wells in terms of dog leg
severity when inclination angle increased
or decreased are given.

Key words: S-Well; well depth;
inclination angle; well design.

E-mail: kibor@tomline.ru

**DEVELOPING SCIENTIFIC METHOD
FOR OBJECTIVE ESTIMATION OF
DYNAMIC ROCK DISINTEGRATION BY
CUTTING-SHEARING-TYPE BIT OF PDC
CLASS (PART II) (p. 31)**

Konstantin Ivanovich Borisov

National Research Tomsk Polytechnic
University
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia

Dynamic rock disintegration process
for cutting-shearing-type bit is discussed.
Dynamic hardness is proposed as rock
disintegration criterion. An experimental
approach for dynamic hardness definition
is described. Performance of PDC bits
is discussed. Key words: dynamic rock
disintegration, insert, rock, PDC, cutting-
shearing tool.

Key words: dynamic rock
disintegration; insert; rock; PDC;
cutting-shearing tool.

Вышла новая книга

Издательством «ЦентрЛитНефтеГаз» при содействии **РАЕН, «IDS Group»**
и **Российского Государственного Геологоразведочного Университета**
выпускается книга

«Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин»

(авторы: А.С.Повалихин, А.Г.Калинин, С.Н.Бастриков, К.М.Солодкий)

В книге приводятся сведения о роли направ-
ленного бурения в развитии нефтегазовой от-
расли. Отмечается вклад советских и российских
учёных и конструкторов в создание технических
решений, являющихся основой современной
технологии строительства наклонных и горизон-
тальных скважин.

Приведена методика проектирования и рас-
чёта профиля направленных скважин, даны све-
дения о проектировании кустов и групп скважин.
Рассмотрены закономерности формирования
ствола скважины в процессе бурения.

Представлены схемы многозабойных скважин,
которые могут стать основой внутрипластовых
нефтегазопромысловых систем.

Изложены основы направленной проводки
ствола скважины и контроля траектории бурения.
Приводится описание конструкций и характери-
стика специальных технических средств для на-
клонного и горизонтального бурения. Большое
внимание уделено расчёту и проектированию
компоновок низа бурильной колонны различного
назначения, забойных двигателей-отклонителей,
а также технологии бурения наклонных, горизон-
тальных и многозабойных скважин. Приведены

подробные сведения по основным требованиям
к буровому инструменту для проводки направ-
ленных скважин и боковых стволов. Изложены
вопросы автоматизации направленного бурения,
рассмотрены вопросы охраны недр при строи-
тельстве скважин.

Представлены основные технологические схе-
мы заканчивания горизонтальных и многозабой-
ных скважин, приведены сведения о технических
средствах для крепления горизонтальных стволов.

Книга предназначена для инженерно-техниче-
ских специалистов, работающих в нефтегазовой
отрасли, аспирантов и студентов, обучающихся в
ВУЗах нефтегазового профиля.

Книгу можно заказать в издательстве нефте-
газовой литературы «ЦентрЛитНефтеГаз».

Тел./факс: **(495)-645-34-77;**

(495)-772-01-80;

e-mail: **book7@mail.ru.**

Дополнительная информация на сайте:
www.zentrilit.ru

Уважаемые авторы!

Убедительно просим соблюдать следующие правила оформления статей.

1. Материалы представляются в электронном виде по адресу:

povalihin@ids-corp.ru; povalihin1@yandex.ru;

Если объем материала составляет более 1 Мб, то для его сжатия необходимо использовать архиваторы RAR или ZIP.

2. Оформление статей:

- объем статей до 14 страниц в формате страницы А4 (210 X 297 мм);
- текст статьи - в программе Word через 1,5 интервала, шрифт 12 Arial или Times New Roman, без разбивки на 2 колонки;
- формулы — в программе Microsoft Equation;
- рисунки - в одной из графических программ — Corel Draw, Illustrator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel — отдельными файлами от текста;
- фотографии должны быть хорошего качества.

К статье необходимо приложить аннотацию (до 5 предложений) на русском и, по возможности, английском языках.

3. Материал должен иметь сопроводительное письмо.

4. К статье прилагаются следующие сведения об авторах:

- фамилия, имя, отчество всех авторов полностью, учёная степень и звание;
- место работы каждого автора в именительном падеже, страна, город;
- адрес электронной почты каждого автора;
- корреспондентский почтовый адрес (можно один на всех авторов);
- контактный телефон.

5. Название статьи, аннотация, ключевые слова приводятся на русском и, по возможности, английском языках.

6. Необходимо указать код УДК, и/или ГРНТИ, и/или код ВАК согласно действующей номенклатуре специальностей научных работников.

7. Список литературы.

8. При написании статьи необходимо использовать общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.

9. При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин (α , I , d , h и т. п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций ($\sin$, $\exp$, $\lim$), химических элементов и единиц измерения — прямым (обычным) шрифтом.

Рекомендуется использовать в математических формулах буквы латинского, греческого алфавитов.

10. Условия публикации:

- публикация научно-технических статей бесплатная;
- присылаемые для опубликования материалы рецензируются экспертным советом и утверждаются редакционным советом журнала;
- в случае отклонения статьи авторы извещаются с мотивацией.



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ имени СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ



Российский государственный геологоразведочный университет (РГГРУ) ведет свою историю от Московской горной академии (МГА), основанной в 1918 году. Более

чем за 90 лет единственный в мире геологоразведочный ВУЗ сформировался в научный центр с широким тематическим спектром научно-исследовательских работ - от сложнейших проблем поисков, разведки, разработки и переработки полезных ископаемых до экономической и экологической оценки последствий антропогенного воздействия на окружающую среду и создания концепции гармоничного взаимодействия Человека и Природы.

В РГГРУ течение многих лет работают геолого-минералогический и палеонтологический музеи.

Теоретическая подготовка закрепляется учебными и производственными практиками, проводимыми в Подмосковье, Крыму, Республике Карелия, на Урале, в других районах, а также в ведущих научно-исследовательских институтах Москвы. Во время практик студенты не только занимаются изучением исследуемого района, но и с интересом проводят свой досуг. Имеющиеся в Университете спортивные и тренажерные залы позволяют заниматься: аэробикой, ритмической гимнастикой, атлетизмом, мини-футболом, волейболом, баскетболом, бильярдом, контактными видами единоборств (бокс, кик-боксинг).

Иногородние студенты обеспечиваются местами в общежитии. Выпускники имеют возможность обучения в аспирантуре и докторантуре.

Наши выпускники востребованы ведущими российскими и зарубежными компаниями, осуществляющими свою деятельность в различных направлениях промышленности и национальной экономики.

На период обучения юношам предоставляется отсрочка от призыва в вооруженные силы России.

С 2011 года РГГРУ будет осуществлять прием абитуриентов на очную, (очно-заочную) вечернюю и заочную форму обучения по подготовке:

СПЕЦИАЛИСТОВ:

- **прикладная геология** (*специализации:* геологическая съемка, поиски и разведка полезных ископаемых; геология нефти и газа; прикладная геохимия, петрология и минералогия; поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания)

- **технологии геологической разведки** (*специализации:* геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых; технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых)

- **физические процессы горного или нефтегазового производства**

- **горное дело** (*специализации:* подземная разработка рудных месторождений; открытые горные работы; маркшейдерское дело)

БАКАЛАВРОВ:

- экология и природопользование; менеджмент; нефтегазовое дело (по профилю: бурение нефтяных и газовых скважин); прикладная математика; технология художественной обработки материалов (по профилю: технология обработки драгоценных камней и металлов); строительство (по профилю: водоснабжение и водоотведение); техносферная безопасность (по профилю: инженерная защита окружающей среды)

МАГИСТРАТУРА:

- геология и разведка полезных ископаемых
- горное дело

Более подробную информацию можете узнать на сайте университета в разделе Приемная комиссия.

Адрес университета: 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Телефон Приемной комиссии: 433-55-77

E-mail: office@msgpa.edu.ru

Сайт: www.msgpa.edu.ru

В 2011 году через Агентство Роспечать продолжается подписка на научно-технический журнал «Инженер-нефтяник» - наш подписной индекс - 35836.

Адрес для переписки:

127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10

Телефон редакции: (495) 543 9116

Факс: (495) 543 9612