

ВОПРОСЫ МЕТОДИКИ И ТЕХНИКИ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Г. А. ПОДОБИН

(Представлена профессором А. В. Аксариным)

Испытание скважин — наиболее важный и ответственный этап разведочного бурения. От результатов испытания скважин так же, как и от правильного определения места их заложения и выбора всего комплекса геолого-поисковых работ, зависит судьба открытия новых месторождений нефти и газа, а иногда и нефтегазоносных районов.

За последние годы на территории области открыто 7 газовых и 15 нефтяных месторождений.

Однако эти успехи не умаляют, а повышают роль испытания скважин. Перед испытанием ставится важнейшая задача — своевременно получить исчерпывающие данные о продуктивных пластах, необходимые для подсчета запасов нефти и газа и составления проектов разработки месторождений. В связи с крупными открытиями непрерывно увеличивается объем работ (табл. 1). Поэтому весьма важное значение приобретает сокращение сроков испытания.

Таким образом, испытание становится одним из решающих факторов, определяющих не только геологическую, но и экономическую эффективность разведочного бурения.

Однако несмотря на это, до настоящего времени испытание остается наиболее узким местом в общем комплексе поисково-разведочных работ на нефть и газ: еще весьма продолжительные сроки испытания, недостаточно совершенна методика и техника ведения работ.

Динамика баланса времени цикла строительства скважины, приведенная в табл. 1, свидетельствует о том, что, несмотря на уменьшение числа испытываемых горизонтов в скважине, доля затрат времени на испытание непрерывно возрастает. За последние 6 лет соотношение времени испытания и бурения увеличилось в три раза.

Анализ показывает, что даже если имеющиеся недостатки в организации, планировании и технической оснащенности работ будут устранены, то все же в течение ближайших лет время испытания превысит время бурения скважин.

Следовательно, чтобы ликвидировать имеющийся разрыв в темпах роста производительности в испытании и бурении, необходимо не только значительно улучшить организацию работ по испытанию, но и внести принципиальные изменения в их методику.

Существующая до настоящего времени методика испытания продуктивных пластов в поисковых и разведочных скважинах после вскры-

тия всей продуктивной толщи и крепления ее эксплуатационной колонной (так называемая система «снизу-вверх») имеет ряд существенных недостатков.

Основные из них следующие:

1. При получении отрицательных результатов в процессе испытания, затраты, связанные с креплением скважины эксплуатационной колонной, могут оказаться неоправданными.

Таблица 1

№ п/п	Наименование	1949 1959 г.г	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967
1	Закончено испытанием скважин	61	8	14	20	22	43	44	50
2	Количество испытанных объектов: всего	366	54	72	79	87	110	77	86
	на одну скважину	6	7	5	4	4	2,5	1,7	1,7
3	Календарное время: испытания скважины, сутки	172,5	138,8	92,9	92,3	74,3	111,2	69,2	90,6
	бурения —,—	395	318	204	138	104	92	76	60,1
	монтажа —,—	131	113	89	66,8	54,7	50	39,6	30,1
	цикла строительства	698,5	569,8	385,9	297,1	233	253,2	184,8	180,8
4	Затраты времени в цикле строительства скважины, %	24,7	24,5	24,1	31,1	31,9	44,0	37,5	50,1
	испытания	56,6	55,7	53,0	46,4	43,8	36,4	41,0	33,2
	бурения	18,7	19,8	22,9	22,5	24,3	19,6	21,5	16,7
5	Отношение календарного времени испытания к времени бурения	0,437	0,437	0,455	0,67	0,715	1,207	0,912	1,5

2. Нередко получение притока нефти или газа из нижележащего пласта задерживает на длительный срок испытание вышележащих пластов.

3. Из-за снижения природной проницаемости пластов в призабойной зоне в процессе вскрытия бурением и цементирования обсадной колонны не всегда возможно достоверно оценить потенциальные дебитные возможности без применения методов интенсификации притока.

4. Испытание пластов в обсаженной скважине значительно растягивается во времени из-за многочисленных перфораций колонны, установок разделительных мостов, некачественных цементирований, а также длительных дренирований пластов с загрязненной призабойной зоной.

Эти недостатки тормозят дальнейшее развитие не только испытания скважин, но и всего комплекса нефтепоисковых работ.

В настоящее время наиболее прогрессивным направлением, обеспечивающим значительное повышение эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ, является испытание скважин по ходу бурения с применением испытателей пластов.

За рубежом это направление в ведении геологоразведочных работ стало основным; широкое применение испытателей пластов позволило значительно сократить сроки и снизить стоимость нефтепоисковых работ.

Это достигнуто прежде всего благодаря тому, что с помощью испытателей пластов стало возможным соединить бурение и испытание в единый технологический процесс.

Газян Г. С. [2], проведя обработку данных о бурении скважин по пяти основным нефтяным районам США и Канады, показал, что для всех районов и глубин характерным является то, что «сухая» разведочная скважина на 30% дешевле эксплуатационной, а сроки проводки и исследования их примерно однозначны. В то же время у нас в Союзе разведочная скважина стоит в 2—3 раза дороже эксплуатационной и сроки бурения ее в 2—3 раза больше.

В США созданы и широко применяются различные модификации испытателей пластов (ИП), спускаемых на бурильных трубах внутрь их и на кабель-канате, а также разработана теоретическая основа и созданы вычислительные центры для интерпретации данных, которые позволяют в короткий срок осуществить весь комплекс работ по испытанию пласта и получить его полную гидродинамическую характеристику.

В нашей стране разработка конструкций ИП начата значительно позднее, чем в США, поэтому, естественно, длительное время отечественные ИП были недостаточно совершенны и позволяли проводить только опробование, т. е. возбуждение притока и получение качественной характеристики пласта.

Этим в основном и объясняются медленные темпы их внедрения.

В последние годы ГрозНИИ и УфНИИ разработаны и в настоящее время серийно выпускаются отечественной промышленностью комплекты испытательных инструментов КИИ ГрозУфНИИ, которые позволяют получить при благоприятных геолого-технических условиях необходимый минимум количественных данных о пласте.

Наряду с разработкой новых конструкций ИП совершенствовалась и методика интерпретации данных полученных с их помощью.

Предложен целый ряд вполне приемлемых для практического применения методов обработки кривых притока и нарастания забойного давления, позволяющих с достаточной точностью оценить параметры пласта и его дебитные возможности [1, 5, 6].

Таким образом, в настоящее время масштабы и эффективность применения новой методики испытания скважин в процессе бурения с помощью ИП в основном зависят от геологического строения региона и условий проводки скважин.

К геологическим особенностям разреза, обуславливающим методику и технологию опробования скважин по ходу бурения, относятся следующие:

1. Большая мощность и неоднородность этажа нефтегазоносности.
2. Литологическая невыдержанность продуктивных пластов по мощности и по простирацию (горизонты группы Ю, А, ПК).
3. Частое чередование песчано-глинистых разностей как по литологии, так и по характеру насыщения флюидами.
4. Недостаточное количество четких геофизических реперов.
5. Несоответствие структурных планов по юрским и меловым отложениям.
6. Трудность интерпретации промыслово-геофизических данных из-за глинистости пластов в меловых отложениях и наличия плотных экранирующих пластов в юрских отложениях.

В таких условиях с помощью ИП может быть получена высокая геологическая результативность.

Но перечисленные особенности разреза, а также недостаточная изученность региона, существенно затрудняют корреляцию разреза и выбор интервалов отбора керна, а, следовательно, и выбор объектов для опробования в процессе бурения.

На первом этапе работ по внедрению методики опробования скважин в необсажденном стволе с применением ИП ставились следующие основные задачи.

1. Определение геолого-технических условий и выбор компоновки испытательных инструментов, обеспечивающих спуск ИП с «полногабаритным» пакером до намеченной глубины в работоспособном состоянии и герметичную пакеровку 2. Определение гидродинамических условий и максимально-возможного времени дренирования пласта, обеспечивающих нормальную работу ИП, распаковку и подъем испытательных инструментов без осложнения.

3. Оценка достоверности результатов опробования.

Первые опытные работы по опробованию пластов ИП в необсаженном стволе проводились в скважинах, законченных бурением.

Это были, в основном, скважины, пробуренные до фундамента и не вскрывшие горизонтов с явно нефтеносной или газоносной характеристикой.

К опробованию ИП, как правило, выделялись пласты, из которых на соседних площадях были получены притоки или признаки нефти и газа.

Опробование проводилось «снизу вверх» с установкой между объектами разделительных цементных мостов.

В процессе опытных работ помимо упомянутых технических вопросов решалась и одна из основных задач опробования пластов ИП в необсаженном стволе — снижение стоимости «сухих» поисковых и разведочных скважин за счет исключения затрат на крепление ствола эксплуатационной колонной.

Первоначально применялась компоновка испытательных инструментов на базе испытателя пластов с тарельчатым клапаном конструкции ГрозНИИ (рис. 1).

В дальнейшем применялись различные компоновки серийного комплекта испытательных инструментов КИИ ГрозУфНИИ — 146 (рис. 2а). Основным критерием в оценке качества опробования являлось получение пластового флюида.

В случае получения из пласта глинистого раствора или его фильтрата проводились повторные спуски ИП до получения пластовой жидкости, а при отсутствии притока — контрольные спуски.

Уже первые опытные работы показали, что при опробовании в необсаженном стволе скважин, законченных бурением («снизу — вверх»), используются далеко не все возможности испытателя пластов.

Как известно, одним из основных преимуществ применения ИП является то, что пласт может быть испытан в процессе бурения, сразу после вскрытия, когда он еще мало загрязнен и проницаемость призабойной зоны близка к естественной. Это обеспечивает получение достоверных сведений о продуктивности пластов, что является решающим при поисках нефти и газа. Когда скважина опробуется после окончания бурением, пласты максимально загрязнены. По этой причине, во-первых, приходится для получения пластового флюида делать повторные рейсы ИП, во-вторых, весьма затрудняется оценка пласта, и, в-третьих, из-за образования каверн и сужений осложняются прохождение пакеров в стволе и пакеровка, что влечет за собой дополнительные затраты средств и времени на разбуривание разрушенных резиновых элементов пакеров после неудачных спусков, повторные проработки скважины и спуски ИП.

Например, при опробовании слабопроницаемого пласта А-1 в скв. № 20 Советского месторождения после окончания бурением для получения геологического результата потребовалось 9 спусков ИП, из ко-

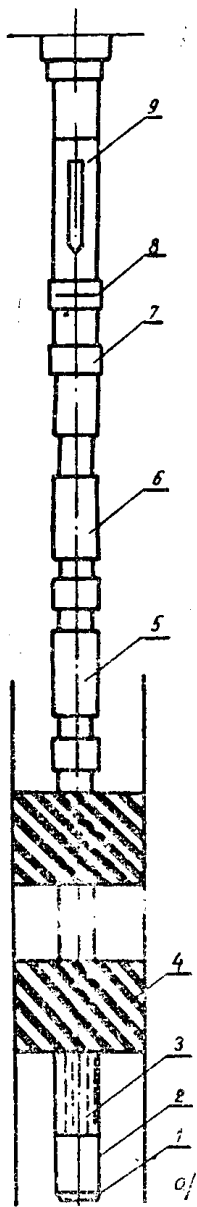


Рис. 1. а — компоновка испытательных инструментов на базе ИП ГрозНИИ; б — устройство подвески штока; в — узел установки чугунной диафрагмы. 1 — башмак, 2 — хвостовик, 3 — фильтр, 4 — спаренный пакер, 5 — уравнительный клапан; 6 — тарельчатый клапан, 7 — стопорное устройство, 8 — чугунная диафрагма, 9 — квадратная штанга, 10 — шпилька; 11 — трос, 12, 14 — переводник, 13 — шток

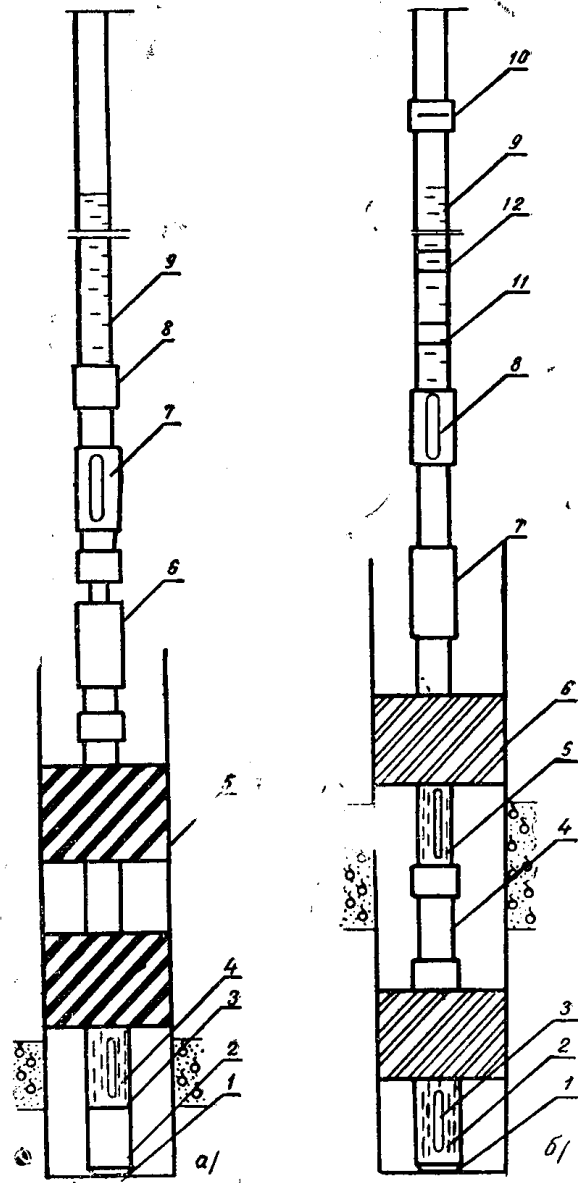


Рис. 2. Компоновка КИИ ГрозУФНИИ: а — со спаренным пакером, 1 — башмак, 2 — хвостовик, 3 — фильтр, 4, 7 — глубинный манометр, 5 — спаренный пакер, 6 — 1 сборка ГрозУФНИИ, 8 — циркуляционный клапан, 9 — бурильные трубы; б — с двойной пакеровкой, 1 — башмак, 2, 5 — фильтр, 3, 8 — глубинный манометр, 4 — уравнительный клапан, 6 — пакер, 7 — 1 сборка КИИ ГрозУФНИИ, 9 — глинистый раствор, 10 — чугунная диафрагма, 11 — бурильные трубы, 12 — стопорное устройство

торых только два оказались удачными. При втором спуске ИП вместе с фильтратом глинистого раствора поднято небольшое количество нефти. В скв. 7 Северо-Межовской площади при опробовании барабинской пачки, характеризующейся низкими коллекторскими свойствами, только при втором спуске ИП вместе с фильтратом глинистого раствора получено небольшое количество пластовой воды, в то же время извлечено из пласта 4 м³ фильтрата глинистого раствора.

Крупным недостатком опробования скважин ИП «снизу-вверх» является необходимость установки разделительных мостов. На установку цементного моста затрачивается в лучшем случае 2 суток. Однако нередко цементные мосты в процессе опробования, в момент открытия впускного клапана ИП, страгиваются, в результате все работы по подготовке скважины к опробованию приходится повторять.

Кроме того, иногда неудачные установки мостов сопровождаются существенными затратами средств и времени на ликвидацию осложнений, вызванных попаданием цемента в глинистый раствор. Все это резко снижает эффективность применения ИП.

Приведенные примеры наглядно иллюстрируют загрязнение призабойной зоны пластов, находящиеся длительное время под воздействием столба глинистого раствора, а также подтверждают известное положение о том, что отрицательное влияние глинистого раствора в большей степени сказывается на слабопроницаемые пласты.

Результаты проведенных работ по опробованию пластов ИП в необсаженном стволе после окончания скважин бурением («снизу-вверх») дают основание считать, что такая методика недостаточно эффективна и не может быть рекомендована к широкому внедрению.

Она приемлема только в исключительных случаях, например, когда необходимо опробовать пласт, пропущенный в процессе бурения, или проектный горизонт.

Накопленный опыт работы с ИП позволил перейти к опробованию скважины по ходу бурения. Уже первые опробования пластов в процессе бурения в скважинах № 38 и № 37 на Советском месторождении подтвердили преимущества методики испытания «сверху — вниз».

В этих скважинах опробовали горизонт А-1; в обоих случаях за один спуск ИП получена нефть.

Как уже упоминалось выше, ввиду частого чередования проницаемых пластов и неблагоприятного расположения геофизических реперов в ряде случаев, особенно на новых площадях, трудно своевременно выделить пласты к опробованию без значительного увеличения объема промыслово-геофизических исследований и отбора керн.

В результате нередко к моменту опробования вскрытым оказывается не только пласт, подлежащий опробованию, но и ниже залегающий.

В таком случае возникает необходимость изолировать пласт пакерами в кровле и подошве.

Для этих целей применялась компоновка испытательных инструментов с двойным пакером (рис. 2 б).

Очень эффективным оказалось применение двойной пакеровки при поинтервальном опробовании продуктивных горизонтов с целью изучения характера насыщения пластов по мощности и определения положения водо-нефтяного контакта (ВНК).

Применение двойной пакеровки позволяет сразу вскрыть ВНК и затем провести необходимое количество опробований.

Основные сведения об опробовании скважин испытателями пластов приведены в табл. 2.

В 20 скважинах производилось испытание в колонне объектов, опробованных ИП в процессе бурения.

Во всех случаях подтверждены данные о качественной характеристике пластов, полученные с помощью ИП.

Масштабы и эффективность опробования по ходу бурения во многом зависят от объема и достоверности количественных данных о пластах, получаемых с помощью ИП. К сожалению, испытательные инструменты еще не оснащены надежными глубинными приборами, обеспечивающими запись кривых давления и накопления.

Таблица 2

Годы	Количество опробованных горизонтов	Количество опробований	Количество спусков ИП	В том числе:				Количество горизонтов				примечание
				контрольных	неудачных			нефть	газ	болонос.	сухих	
					недопуск до горизонта	негерметичность пакеровки	нарушение герметич. впускаем. клапана					
1964	8	12	22	4	7	2	1	1	—	4	3	—
1965	10	12	10	2	1	3	1	1	—	4	5	—
1966	18	20	24	2	—	5	1	4	—	6	8	—
1967	43	65	76	5	—	—	5	15	2	22	4	—

Однако в последнее время предложены простые приспособления, обеспечивающие в большинстве случаев запись давлений на забое серийными глубинными манометрами. В пяти скважинах записаны и отработаны кривые притока и изменения забойного давления, в результате получены приемлемые количественные данные.

Как уже упоминалось, на первом этапе внедрения ИП опробовались поисковые скважины, в которых по керну и промысловогеофизическим данным не были получены явные признаки нефтегазоносности.

Естественно, большинство из этих скважин после опробования ИП не обсаживались.

В результате, помимо решения геологических задач, была достигнута экономия обсадных труб, цемента, значительно сокращено время завершения скважин за счет исключения крепления и испытания в колонне.

В дальнейшем, в связи с увеличением числа открытых нефтяных и газовых месторождений, резко возросла геологическая результативность работ. Так, в 1966 г. коэффициент эффективности составил 0,5, а в 1967 г. — 0,8.

В связи с этим стали высказываться сомнения в целесообразности применения ИП на месторождениях.

В настоящее время высокая эффективность опробования скважин ИП по ходу бурения подтверждена не только при поисковом бурении, но и в процессе детальной разведки.

Покажем это на примере Советского нефтяного и Мыльджинского газоконденсатного месторождений.

Советское нефтяное месторождение — одно из крупнейших в Западной Сибири.

Структура осложнена 5-ю локальными поднятиями. Продуктивный горизонт А-I прослеживается во всех поднятиях. Примерно 70% залежи — водоплавающая, подошвенных вод нет только в поднятии, расположенном в центральной части месторождения.

По керну и промыслово-геофизическим данным ВНК четко не выделяется.

В результате испытания ряда скважин на центральном поднятии и прилегающих к нему участках определили зону ВНК в интервале 1650—1654 и (здесь и далее абсолютные отметки).

При разбуривании других поднятий во многих скважинах из пласта А1 при вскрытии его перфорацией выше предполагаемого ВНК получили притоки нефти с водой или воду с пленкой нефти. Причем в ряде обводненных скважин подтверждено удовлетворительное качество цементирования.

Появилась необходимость изучения насыщения и продуктивности пласта А1 по мощности.

Для решения этой задачи в данных геологических условиях наиболее надежным оказался метод поинтервального опробования горизонта ИП в процессе его вскрытия бурением.

В течение 1966—1967 гг. на месторождении поинтервальное опробование горизонта А1 ИП проведено в 19 скважинах. Причем в некоторых скважинах опробовались 4—6 интервалов. Общее количество опробований составило 54.

В результате этих работ было установлено, что на различных участках залежи в зависимости от коллекторских свойств пласта интервал зоны ВНК колеблется в значительно больших пределах, чем это предполагалось ранее.

Например, в скв. 80 с помощью ИП положение ВНК определено на глубине — 1630,4 м, в скважине 56—1644,2 м.

Данные, полученные при опробовании пласта А1 ИП, значительно облегчат интерпретацию геолого-геофизических материалов, а в конечном итоге позволят уточнить запасы нефти в залежи и технологическую схему ее разработки.

На Мыльджинском газоконденсатном месторождении выделено четыре газоносных горизонта Ю-II, Ю-I (юра), и Б-XVI—XX, Б-VIII (нижний мел). Причем пласты Б-XVI—XX, Б-VIII и Ю-II газонасыщены на отдельных участках месторождения. Интерпретация электрокаротажных данных из-за глинистости пластов и наличия экранирующих пропластков крайне затруднительна.

По керну и геофизическим данным не представляется возможным уверенно определить характер насыщения пластов. Приходилось с целью проверки испытывать в колонне все пласты. В результате в ряде скважин после получения фонтана газа из пласта ЮI, из пластов Б-XVI—XX и Б-VIII получали воду.

Например, в скв. 32 и 29 геофизическая характеристика пласта Б-XVI—XX существенно не отличается, но из первой получен фонтан газа с дебитом 30 тыс. м³/сут, а из второй — приток воды 0,9 м³/сутки.

Как известно, в настоящее время действует положение, по которому каждая разведочная скважина, давшая промышленные притоки нефти или газа, должна быть законсервирована для передачи в основной фонд.

Поэтому скважины, в которых после получения фонтана газа из вышележащих горизонтов получена вода, подлежат ремонту или списанию по III категории. Низкая эффективность ремонтных работ известна, и такие скважины зачастую списываются.

Опробование возможно продуктивных горизонтов по ходу бурения позволило более тщательно изучить газоносность разреза, сократить число испытаний в колонне, и все скважины, из которых получены промышленные притоки газа, консервировать для передачи в основной фонд.

Большое значение опробования ИП по ходу бурения имеет для оценки нефтегазоносности верхнемеловых отложений.

Чтобы произвести их оценку после крепления скважины эксплуатационной колонной необходимо обеспечить высоту подъема цемента порядка 2000 м и значительно увеличить число испытываемых горизонтов в колонне. Обеспечение необходимой высоты подъема цемента в условиях Западной Сибири из-за невозможности сосредоточения достаточного количества техники на буровой для цементирования и возможного поглощения цементного раствора, связано с большими трудностями, а увеличение числа испытываемых в колонне горизонтов значительно растягивает процесс испытания во времени.

Путем опробования скважины ИП по ходу бурения эти трудности исключаются. В данном случае эффективность новой методики очевидна.

Таким образом в Томской области с помощью испытателей пластов могут решаться следующие задачи:

1. Изучение нефтегазонасыщенности разреза.

Это позволит, во-первых, на основании полученной по ходу бурения промышленной оценки пластов корректировать дальнейшее направление работ по разведке; во-вторых, при детальной разведке основного продуктивного горизонта с целью подсчета запасов по категориям А и В оценить запасы других пластов по более низким категориям; в-третьих, опробовать большее количество пластов и тем самым уменьшить вероятность оставления нефтегазонасыщенных горизонтов незамеченными; в-четвертых, достичь сокращения сроков испытания в колонне, экономии обсадных труб, цемента и времени заканчивания «сухих» скважин за счет исключения их крепления и испытания в колонне.

2. Изучение нефтегазонасыщения пластов по мощности.

Это даст возможность уточнить положение ВНК, запасы залежей и технологические схемы их разработки.

3. Выбор объектов для исследований в колонне.

Это позволит исключить излишние затраты времени на испытание в колонне непродуктивных горизонтов и увеличить число разведочных скважин, пригодных для передачи в основной эксплуатационный фонд.

Выводы

1. Геологическая и экономическая эффективность нефтепоисковых работ во многом зависит от результатов испытания скважин. Для повышения качества и производительности в испытании необходимо не только улучшить организацию работ, но и существенно изменить их методику.

2. В Томской области, где большинство нефтяных и газовых месторождений многопластовые, опробование скважин ИП в процессе бурения высоко эффективно не только при поисково-разведочном бурении, но и при детальной разведке.

В ближайшее время этот метод испытания должен стать основным при геологоразведочных работах на нефть и газ.

3. Опробование пластов ИП по ходу бурения при нормальном ходе проводки скважины не представляет существенных технических трудностей.

4. Геолого-технические условия региона позволяют с помощью ИП получить количественную характеристику пластов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Борисов Ю. П., Мухарский Э. Д. Определение некоторых параметров нефтяных коллекторов при помощи испытателей пластов. Нефтяное хозяйство, № 1. 1963.

2. Газян Г. С. Основы рациональной методики вскрытия и испытания пластов в процессе бурения разведочной скважины. Геология нефти и газа, № 1, 1962.
 3. Лапшин П. С. Определение параметров пласта при помощи испытательных инструментов УфНИИ. Нефтяное хозяйство № 7, 1963.
 4. Лошкарев К. И., Репин С. С. Опыт применения испытателя пластов ГрозНИИ. Нефтяное хозяйство, № 7, 1963.
 5. Чекалюк Э. Б. Универсальный метод определения физических параметров пласта по измерениям забойных давлений и притоков. Нефтяное хозяйство, № 2, 1964.
 6. Чекалюк Э. Б. Определение параметров пласта по результатам испытания скважин с помощью тестера. Научно-технический сборник по добыче нефти. Выпуск 19. Гостехиздат, Москва, 1963.
-