

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ИНФОРМАТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Л.Г. Кульпин, Ю.В. Алексеева
ИПНГ РАН

Гидродинамические исследования скважин являются одним из основных методов уточнения строения продуктивных пластов нефтяных и газовых месторождений, подготовки геологической основы для проектирования разработки, осуществления гидродинамического контроля в процессе эксплуатации скважин.

Использование методов пьезометрии прискважинных зон и современных компьютерных технологий интерпретации промысловых данных, а также высокоточных измерительных приборов позволяет не только надежно определять фильтрационные параметры пластов, но и выявлять наличие и положение границ пласта, области ухудшенной проницаемости и пьезопроводности в прискважинной и удаленной зонах.

Для морских поисковых скважин, стоимость строительства которых во много раз превышает стоимость строительства скважин на суше (при этом время строительства ограничено), особенно важно не ошибиться при оценке их потенциальных возможностей, даже в случаях существенно ухудшенной призабойной зоны, ввиду необходимости вскрытия пласта на утяжеленных буровых растворах. Так, при оперативной интерпретации кривой восстановления забойного давления (КВД) в поисковой скв. 1 на Приразломном нефтяном месторождении в Баренцевом море было показано, что диагностирование по КВД резко ухудшенной призабойной зоны позволяет ставить вопрос о применении кислотных методов интенсификации притока (*Приложение 1*). В результате кислотной обработки дебит скважины возрос с 50 до 400 м³/сут. Это позволило принять решение о проектировании разработки месторождения и об изготовлении добывающей платформы.

В конце 2011 г. произошло важное событие в Баренцевом море: была подготовлена, транспортирована и установлена первая стационарная ледостойкая платформа (*Приложение 2*) на Приразломном нефтяном месторождении. Отметим, что пионерные проектные документы по освоению месторождения были подготовлены при участии автора в виде Техсхемы разработки и ТЭО обустройства по заданию ОАО «Росшельф» в 2004 г.

В *Приложении 3* показано проектное расположение пологонаправленных эксплуатационных и водонагнетательных скважин (проект ВНИИГаза). Протяженность проектных скважин достигает 7 км. Бурение эксплуатационных скважин планируется начать в 2013 г.

В качестве другого примера представлены результаты интерпретации КВД в одном из пластов на поисковой скв. 2 гигантского Русановского газоконденсатного месторождения в Карском море (*Приложение 4*). Было показано, что чрезвычайно низкий (54 тыс. м³/сут) дебит газа обусловлен не только резко ухудшенной призабойной зоной, но и ограниченной зоной дренирования; в этом случае не имело смысла воздействовать на призабойную зону.

Таким образом, на основе данных интерпретации КВД было принято решение без задержек на интенсификацию, перейти на другой объект исследования.

Исходя из положений общей теории упругого режима фильтрации [1, 2] группой авторов было разработано программное средство (ПС) «Интерпретатор-М» [3] (*Приложение 5*), максимально автоматизирующее процедуру получения информации о коллекторских свойствах пласта и об особенностях зоны дренирования в призабойной и удаленной частях залежи. Программа позволяет не только надежно определять фильтрационные параметры пластов, но и выявлять наличие и положение границ пласта, области ухудшенной проницаемости и пьезопроводности, что очень важно для подготовки исходных гидродинамических параметров при проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений, а также для выбора объектов интенсификации добычи и оптимизации режимов работы скважин.

Следует отметить, что ПС «Интерпретатор-М» рекомендовано к внедрению известными руководствами по гидродинамическим исследованиям скважин [4, 5] (*Приложения 6 и 7*):

Гидродинамические методы для решения геологических задач были успешно использованы при исследовании скважин, также при участии автора, на Мурманском морском многопластовом газовом месторождении, наиболее близко расположенном к суше (около 150 км).

В *Приложении 8* представлены результаты интерпретации двух КВД в скв. 28 и 24, которая позволила выявить и определить гидродинамические характеристики прискважинных зон. В скв. 28 гидродинамически проявился экранированный пласт, а в

скв. 24 – полностью экранированный пласт, предположительно за счет влияния границ раздела газ-вода и возможного тектонического сброса, указанного геофизикой.

В *Приложении 9* приведены результаты интерпретации КВД и гидропрослушивания участка Песчаноозерского нефтяного месторождения на острове Колгуев в Баренцевом море при изучении взаимодействия в кусте четырех скважин: 48, 55, 56 и 62. При возмущении скв. 56 зафиксирована четкая реакция скв. 62, что позволило методом совмещения определить параметры гидро- и пьезопроводности kh/μ и χ . На скв. 48 и 55 реакции получено не было, и параметры определялись индивидуально по КВД, причем расчеты показали, что обе скважины между собой не взаимодействовали. В результате выявлены участки пласта, экранированные двумя границами, пересекающиеся под углами 45° и 30° . Это позволило более обоснованно рассчитать добывные возможности этих скважин [6].

Аналогичные ситуации имели место на некоторых скважинах нефтяного месторождения «Белый Тигр» в Южно-Китайском море (СРВ).

В *Приложении 10* приведены данные по выбору объектов интенсификации добычи. Заказчиками были представлены данные по скв. 71, 98 и 107 с возможностью выбора одной из них для проведения работ по очистке прискважинной зоны спец. реагентами. От результатов работ зависела судьба долгосрочного контракта. Диагностика, проводившаяся с использованием ПС «Интерпретатор-М», показала наибольшую вероятность успешности воздействия для скв. 107 при существенно ухудшенной прискважинной зоне и значительном скин-факторе. Реагентная обработка прискважинной зоны этой скважины привела к удвоению дебита [7], и контракт был заключен.

Исследования морских арктических скважин опирались на значительный опыт, накопленный автором в период работы на гигантском приполярном Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении (УНГКМ).

В *Приложении 11* [8] показан ряд аномальных КВД по поисковым и разведочным скважинам в отложениях валанжина. Аномалии проявляются на КВД только при преобразовании их в полулогарифмических координатах, что выражается в наличии на преобразованных КВД характерных изломов, по форме выпуклых к оси давлений.

В [9] показано, что такая форма КВД может свидетельствовать об экранировании пласта границами различного типа. В каждом конкретном случае причины аномалий

могут быть определены из общегеологических соображений с помощью экспертных оценок при совместной работе геологов и специалистов ГДИС. В указанном случае, как видно из таблицы, причинами являются сбросы, зоны выклинивания, близость контактов с водой (ГВК), нефтью (ГНК) и другие особенности.

В частности, интерпретация КВД на скв. 120 (пласт БУ₁₀₋₁₁) показала, что причиной аномалии могла стать близость ГНК, что позволило уточнить контуры газо- и нефтеносности. Интерпретация КВД в скв.108 (пласт БУ₁₂²) позволила предположить, что причиной аномалии является зона выклинивания.

Отметим, что до исследования скв. 46 (пласт БУ₁₂²) газовая залежь представлялась единой. Однако аномальность КВД в этой скважине указывала на близость ГВК. Залежь при этом была разделена на два купола, что и было принято при рассмотрении запасов в ГКЗ РФ.

В *Приложении 12* в качестве примера представлена выборка исходных данных и результатов интерпретации КВД по скважинам пласта БУ₈ на УНГКМ.

Интерпретация КВД проводилась с использованием ПС «Интерпретатор-М». В частности, при использовании ПС для изучения особенностей зон дренирования газоконденсатных скважин можно определить наличие ухудшенной призабойной зоны и степень ее неоднородности. Причин возникновения таких зон чаще всего может быть две: первая – неэффективное вскрытие и освоение скважины; вторая – возникновение зоны двухфазной фильтрации из-за выпадения в зоне дренирования жидкой фазы – конденсата.

Из таблицы видно (графы 6 и 7), что при диагностировании фильтрационной модели проявляется, в бóльшей степени, неоднородность в виде ухудшенной прискважинной зоны значительного радиуса (до 10 м). Известно, что радиус ухудшенной зоны обычно не превышает 1,5-2 м. Поэтому, вероятнее всего, именно вторая причина может привести не только к снижению дебитов, но и к безвозвратным потерям части конденсата, выпадающего в пласте, и к потерям товарных свойств отбираемого из пласта газа.

Такие эффекты возможны при установлении чрезмерной депрессии на пласт с целью увеличения дебита газа. Действительно, вначале можно наблюдать увеличение дебита, затем под влиянием выпадающего в зоне дренирования конденсата возникают существенные дополнительные фильтрационные сопротивления при двухфазной фильтрации газ – конденсат и соответствующее падение дебита. При дополнительном

увеличении депрессии эффект выпадения конденсата увеличивается, и дебит может уменьшиться в еще большей степени.

Во многих случаях по нашим рекомендациям оптимизация режимов сводилась к постепенному уменьшению депрессии на пласт, что не только не приводило к падению дебита, но и во многих случаях способствовало его увеличению за счет уменьшения скин-фактора и фильтрационных сопротивлений. Одновременно происходило увеличение жирных компонентов в составе газа.

Таким образом, приведенные примеры показывают, что гидродинамические методы исследований скважин могут успешно применяться как для определения фильтрационных параметров, так и для решения ряда геологических и технологических задач при проектировании разработки месторождений. Особенно важно применять эти методы при исследовании первых поисковых скважин.

В настоящее время не существует унифицированной методики проектирования разработки нефтяных залежей с применением горизонтальных скважин (ГС). Проекты, как правило, не учитывают особенности геологического строения пластов, их многослойность, прерывистость, неоднородность по проницаемости, соотношение общей и эффективной нефтенасыщенных толщин и т.д. Ошибки в прогнозировании кровли и подошвы нефтяного пласта, нефтяных слоев и водоносного пласта, подстилающего непроницаемый раздел, могут привести к уменьшению коэффициента нефтеизвлечения на 5-10% и более в зависимости от особенностей месторождения. Эти ошибки необходимо учитывать при проектировании разработки горизонтальными скважинами.

Ниже приводятся примеры использования данных ГДИС при проектировании разработки морских нефтяных месторождений и месторождений на суше горизонтальными скважинами (ГС).

На месторождении Кравцовское (Д-6) на шельфе Балтийского моря в рамках Технологической схемы разработки проектировалось освоение водоплавающей залежи в отложениях дейменасского надгоризонта среднего кембрия. Расчеты показали, что наилучшего эффекта при работе скважин с горизонтальными участками длиной 150 - 600 м можно достичь при их веерном расположении (*Приложение 13*) в кровле пласта [10, 11]. Оптимальные дебиты проектных скважин определялись исходя из:

- результатов современной переинтерпретации данных режимных исследований и КВД вертикальных разведочных скважин;

- изучения соотношения горизонтальной и вертикальной проницаемости пласта-коллектора (*Приложение 14*);

- расчетов подъема вала подошвенной воды к конкретным проектным скважинам с целью оптимизации дебитов ГС в разные периоды разработки (*Приложение 14 - таблица и рисунки*);

- известных методик расчета производительности ГС Джоши [12], Бабу и Оде [11], Григулецкого и Никитина [13] и др.;

- учета длины горизонтального участка ствола в зависимости от местоположения скважин (в сводовой, периклинальной или крыльевой зонах).

Интерпретация результатов исследований горизонтальных скважин при нестационарных режимах фильтрации имеет особенности, которые преодолеваются разными авторами многообразными способами. При этом имеется в виду, что горизонтальная скважина теоретически в общем случае дренирует полосообразный пласт с двумя параллельными границами (кровля и подошва). В условиях месторождений Калининградской области, где имеются преимущественно водоплавающие нефтяные залежи, горизонтальные скважины будут экранироваться одной границей (кровлей) [11].

На примере промысловой КВД в горизонтальной скв. 12 Ново-Серебрянского месторождения проведен некоторый математический эксперимент по оценке влияния границы пласта (кровли) в разное время восстановления давления на результаты определения фильтрационных параметров (*Приложение 15*).

В начальный период прослеживания КВД по времени от 0,7 до 1,3 часа в качестве основной модели имеем пласт, экранированный одной границей на расстоянии 6 м от скважины и приток к скважине – радиальный вкрест простирания относительно ствола (*Приложение 15 – схема притока к горизонтальной скважине (а)*).

По мере увеличения времени восстановления давления роль радиального притока вкрест простирания уменьшается и основной приток нефти к скважине становится радиальным параллельно напластованию и границе (кровле пласта). Причем, чем больше длина горизонтального участка скважины, тем более длительным будет процесс перехода от одного вида притока к другому. В данном случае имеется модель однородного пласта и, соответственно, условия радиального притока по напластованию возникают через 2 часа после остановки скважины (*Приложение 15 – схема притока к горизонтальной скважине (б)*).

Таким же образом проводилась интерпретация результатов исследований в горизонтальной скв. 8 на морском месторождении Кравцовское (Д-6) на шельфе Балтийского моря (*Приложение 16*).

В сложных географо-климатических условиях, особенно морских, приоритет использования скважин с горизонтальным заканчиванием ствола (иногда двух и более стволов) при современной технике и технологии бурения не вызывает сомнений. Это позволяет уменьшить количество скважин для бурения и объектов обустройства (платформ, площадок и др.), а также и улучшить экономические показатели эффективности реализации проектов.

Совершенно очевидно, что от степени точности определения фильтрационных параметров на начальной стадии освоения месторождения во многом будет зависеть эффективность проектирования ГС, что обусловлено также качественной интерпретацией результатов гидродинамических исследований скважин с использованием современных компьютерных технологий.

Исследование взаимодействия скважин в нефтеводоносных пластах – гидропрослушивание – имеет многолетнюю историю и широкое распространение. Суть метода заключается в изменении режима работы одной или нескольких возмущающих скважин в пласте и искусственном создании в результате нестационарных режимов фильтрации. На расположенных поблизости реагирующих скважинах промысла регистрируются вызванные этим возмущением изменения давления. Гидропрослушивание позволяет получать информацию о коллекторских свойствах зон пласта, удаленных от забоев скважин, о наличии и местоположении границ резкого изменения коллекторских свойств пород и непроницаемых границ пласта в этих зонах, выявляет важнейшую для планирования разработки информацию по взаимодействию скважин.

Известно несколько способов интерпретации кривых реагирования (взаимодействия скважин). Нами для этих целей используется метод наилучшего совмещения одной из расчетных кривых с фактической кривой прослеживания [9, 15]. Критерием наилучшего совмещения можно считать минимум невязки – суммы квадратов расхождений фактической и расчетной кривых. Максимально возможное квадратичное совмещение кривых является решением обратной задачи: определением искомых средневзвешенных фильтрационных параметров пласта – гидропроводности kh/μ и пьезопроводности χ . Преимущество метода в том, что при интерпретации учитываются

особенности всей кривой, а не ее отдельных характерных точек и отрезков. Отметим, что пьезопроводность надежно определяется только при гидропрослушивании [2]. Величина реакции на наблюдательной скважине прямо пропорциональна изменению дебита возмущающей скважины и времени возмущения пласта и обратно пропорциональна расстоянию между ними. Поэтому время проведения исследования должно обеспечивать получение надежной реакции наблюдательных скважин на возмущение пласта.

В качестве примеров постановки задачи и интерпретации данных рассмотрены результаты по Кравцовскому, расположенному на шельфе Балтийского моря, и Ново-Серебрянскому месторождениям. Оба месторождения разбурены горизонтальными скважинами [10, 14]. Возмущение пласта может производиться путем остановки или пуска скважин на стационарно работающем или простаивающем промысле. На Кравцовском месторождении возмущение пласта проводилось пуском скважин, выходящих из бурения, а на Ново-Серебрянском – остановкой одной из скважин. При этом на других скважинах в период проведения подготовительных и исследовательских работ была обеспечена стабильная эксплуатация без смены режима работы. Замеры на скважинах проводились синхронно по времени, с использованием приборов достаточной точности и надежности. Для повышения информативности исследования на возбуждающих скважинах снимались кривые изменения забойного давления.

На Кравцовском месторождении работа с использованием метода исследования взаимодействия скважин проводилась в течение десяти суток. Возмущение пласта производилось за счет пуска в работу скв. 2. В качестве наблюдательных использовались шесть скважин - 1, 5, 6, 8, 10, 18 (*приложение 17*), где регистрировались кривые изменения дебита и давления. В процессе эксперимента наблюдалось нормальное взаимодействие скважин, что может свидетельствовать об отсутствии каких-либо препятствий при фильтрации пластового флюида между ними. При интерпретации кривых изменения давления и дебита в наблюдательных – реагирующих - скважинах были определены фильтрационно-емкостные параметры пласта. Выявлена сообщаемость между скважинами и степень их взаимодействия при дренировании залежи.

Исследование на Ново-Серебрянском месторождении проводилось в течение восьми суток. Возмущение пласта производилось остановкой горизонтальной скв. 14, работавшей до остановки с постоянным дебитом $22 \text{ м}^3/\text{сут}$. В течение всего эксперимента на возбуждающей скважине снималась кривая изменения забойного давления. В качестве

наблюдательных использовались пять горизонтальных скважин, с регистрацией кривых изменения дебита и давления. Наблюдалось нормальное взаимодействие всех скважин, участвовавших в эксперименте. В результате при интерпретации кривых изменения давления и дебита в работающих скважинах были определены фильтрационно-емкостные параметры продуктивного пласта в целом по площади (см. Приложение 15 – график изменения давления на наблюдательных скважинах и таблицу результатов расчетов фильтрационных параметров), гидродинамические особенности зоны дренирования возмущающей скважины и фильтрационные параметры в районе конкретных наблюдательных скважин.

Полученные данные существенно облегчили оптимизацию дебитов, прогноз обводненности скважин, прогноз уровней добычи нефти, и в конечном итоге позволили получить основные показатели разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Чарный И.А. Основы подземной гидравлики. М.: Гостоптехиздат, 1956.
2. Щелкачев В.Н. Разработка нефтегазоносных пластов при упругом режиме. М.: Гостоптехиздат, 1959.
3. Кульпин Л.Г., Капцанов Б.С., Басович И.Б. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2003610163 от 16.01.2003. "Автоматизированный комплекс по интерпретации КВД и КПД "Интерпретатор-М".
4. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995.
5. РД 153-39.0-109.01. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Минэнерго РФ, 2002.
6. Кульпин Л.Г., Капцанов Б.С., Мамлеев Р.Ш., Обморошева Л.Б., Симонова Г.М. Интерпретация кривых гидропрослушивания при сложной истории работы возмущающей скважины // Азерб. нефт. хоз-во. 1988. № 8. С. 34-36.
7. Кульпин Л.Г., Обморошева Л.Б. Выбор скважин для воздействия на призабойную зону по данным гидродинамических исследований // Konferencja naukowo-techniczna Geopetrol 2002. Instytut gornictwa naftowego i gazownictwa. Zakopane; Kraków. 2002. S. 503-509.

8. *Кульпин Л.Г., Кучеров Г.К.* Информативность гидродинамических исследований скважин на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса. М., 2008. С. 138-144.

9. *Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А.* Гидродинамические методы исследования нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1974.

10. *Кульпин Л.Г., Хубльдинов А.И., Акопян Р.А.* (и др.). Технологическая схема разработки Кравцовского (Д-6) месторождения в Балтийском море. М., ООО "НИПИморнефть". 1999.

11. *Babu D.K., Odeh A.S.* Productivity of a horizontal well // SPE Reserv. Engn. 1989. Vol. 4, № 6. P. 417-421.

12. *Joshi S.D.* Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // J. Petrol. Technol. 1988. Vol. 40., P.729-739.

13. *Никитин Б.А., Григулецкий В.Г.* Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в анизотропном пласте // Нефт. хоз-во. 1992. № 10. С. 10-12.

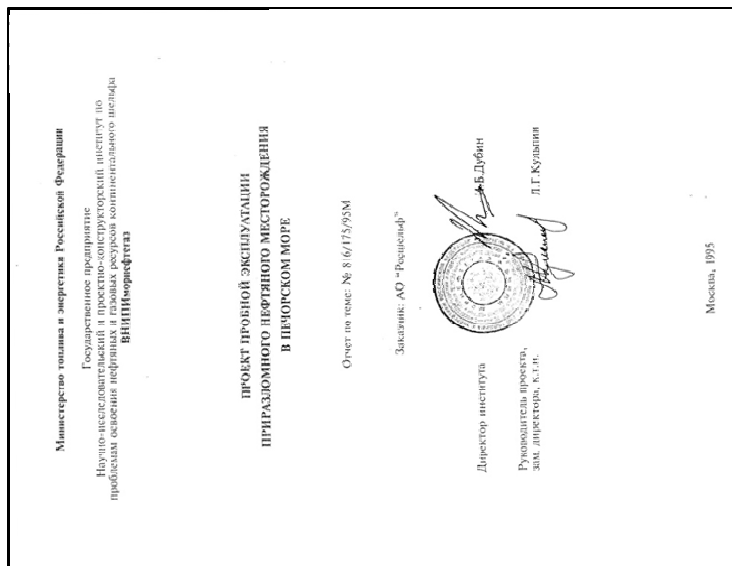
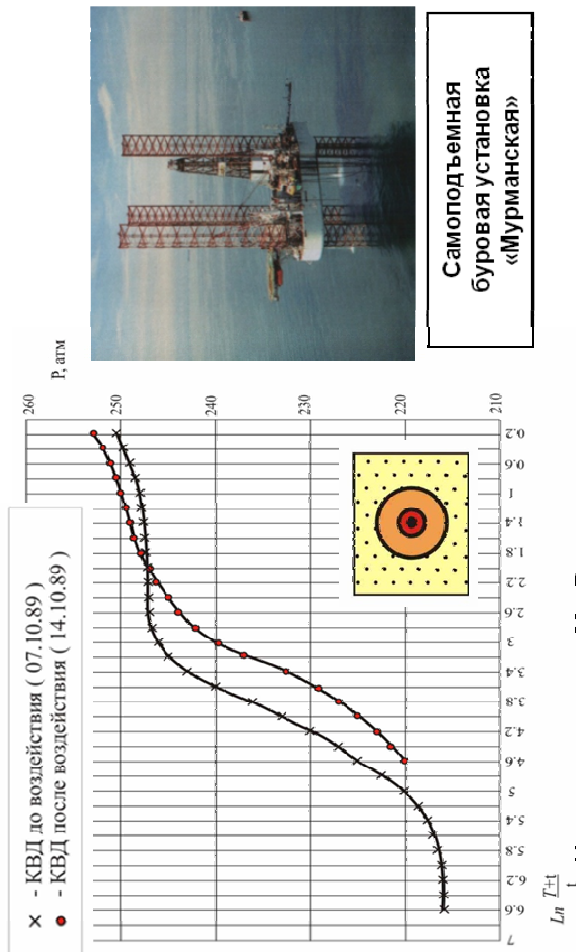
14. *Кульпин Л.Г., Акопян Р.А.* (и др.). Технологическая схема разработки Ново-Серебрянского нефтяного месторождения в Калининградской области. М. ООО "НИПИморнефть". 2002.

15. *Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А.* Совмещение фактических и расчетных кривых изменения давления с помощью ЭВМ в качестве метода обработки данных исследования скважин в неоднородных пластах // Доклады X Всесоюзной конференции по гидродинамическим методам исследования нефтяных пластов и скважин. М. 1969. С. 58-59.

Приложение 1

Техсхема разработки Приразломного нефтяного месторождения в Печорском море. Заказчик АО «Росшельф», М., 1994, 1995.

Преобразованные КВД в поисковой скв. 1 до и после проведения воздействия на призабойную зону.



Интерпретатор - М. Результаты расчета параметров

| | Дебит, м ³ /сут | Кн/н, Д-см сПз | ав, см ² с | Радиус ухудш. призаб. зоны, м | Козфф. неоднородности |
|----------------------|-------------------------------|----------------------|-----------------------------|--|--------------------------|
| До воздействия | 50 | 81 | 130 | 2,9 | 10,2 |
| После воздействия | ~400 | 135 | 364 | 0,3 | 3,5 |

ТЭО освоения Приразломного
месторождения.
ОАО «ВНИПИморнефтегаз»,
АО «Росшельф», М., 1995.



Транспортировка платформы Приразломная на точку. 2011 г.

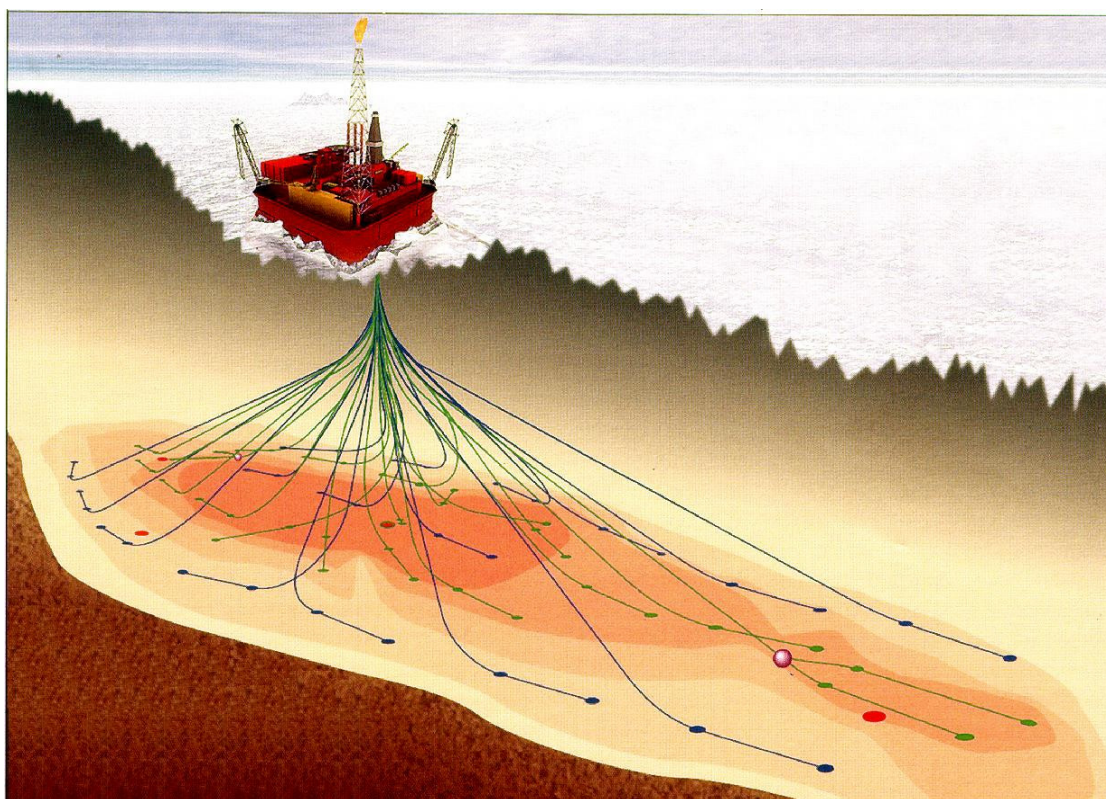
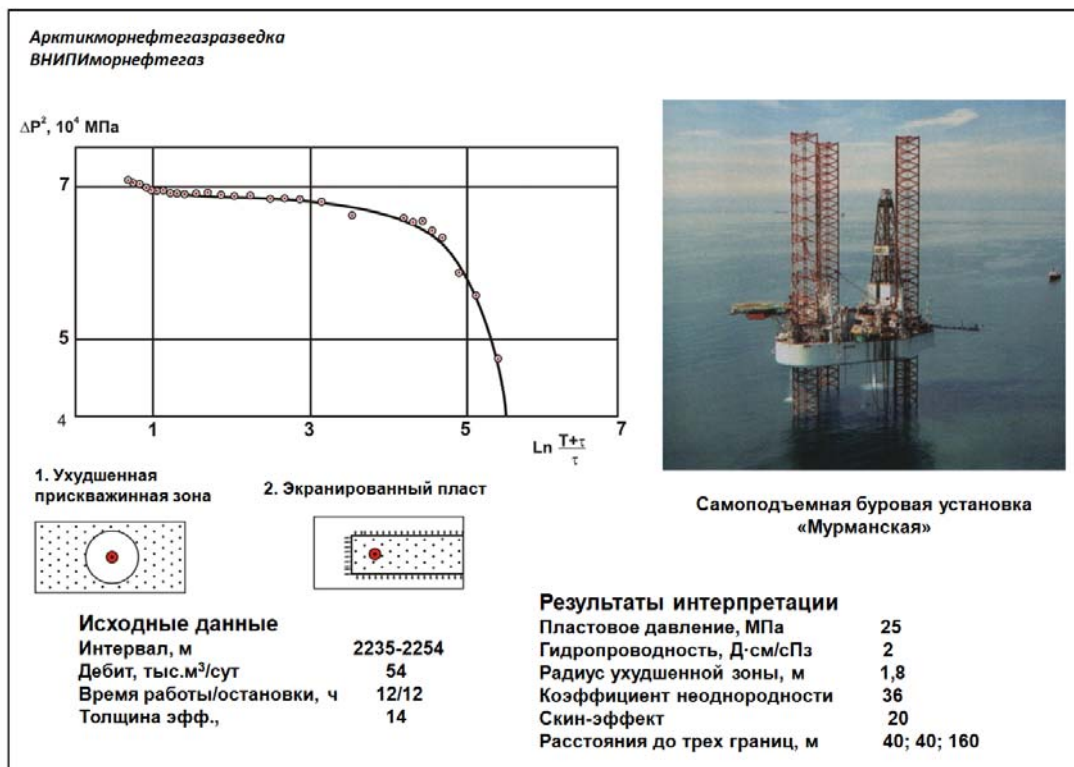


Схема разработки Приразломного месторождения в Печорском море с платформы «Севмаш»



Русановское газоконденсатное месторождение в Карском море
Определение фильтрационных параметров пласта и особенностей зоны дренирования поисковой скв. 2 с использованием данных КВД и ПС «Интерпретатор – М»



**РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ»**
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

А.Д. Гуняченко
Э.С. Аликс
О.М. Брылило
В.В. Ревяко
Л.А. Золото

РУКОВОДСТВО ПО ИССЛЕДОВАНИЮ СКВАЖИН

Специальный учебник
для студентов высших учебных заведений
Г.А. ШВАКИН



МОСКВА «БЛАГДАС» 1995

Министерство энергетики Российской Федерации

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

**Комплексирование
и этапность
выполнения
геофизических,
гидродинамических
и геохимических
исследований
нефтяных
и нефтегазовых
месторождений**

РД 153-39.0-109-01



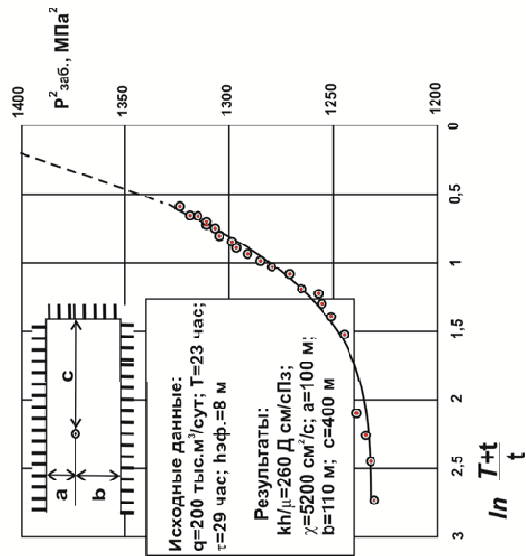
**РУКОВОДЯЩИЕ
ДОКУМЕНТЫ**

Москва, 2002

Арктикморнефтегазразведка
ВНИПИморнефтегаз

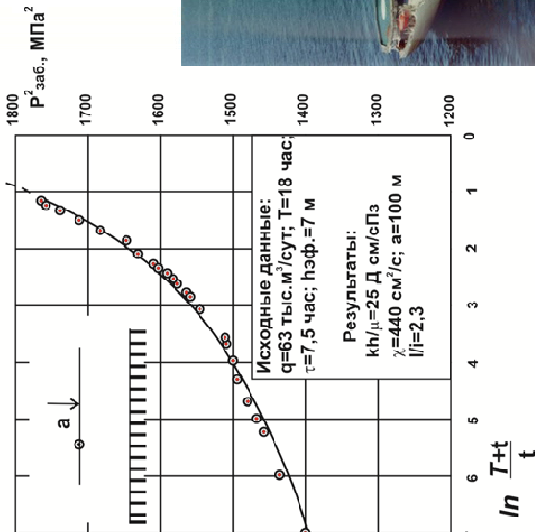
Результаты интерпретации КВД

СКВ.28

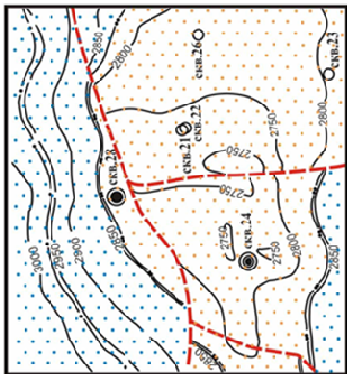


Участок залежи
экранирован тектоническим сбросом
(по данным сейсмики). КВД
интерпретирована как
полубесконечная полоса

СКВ.24



Участок залежи
экранирован тектоническим сбросом
(по данным сейсмики). КВД
интерпретирована как
полубесконечный пласт



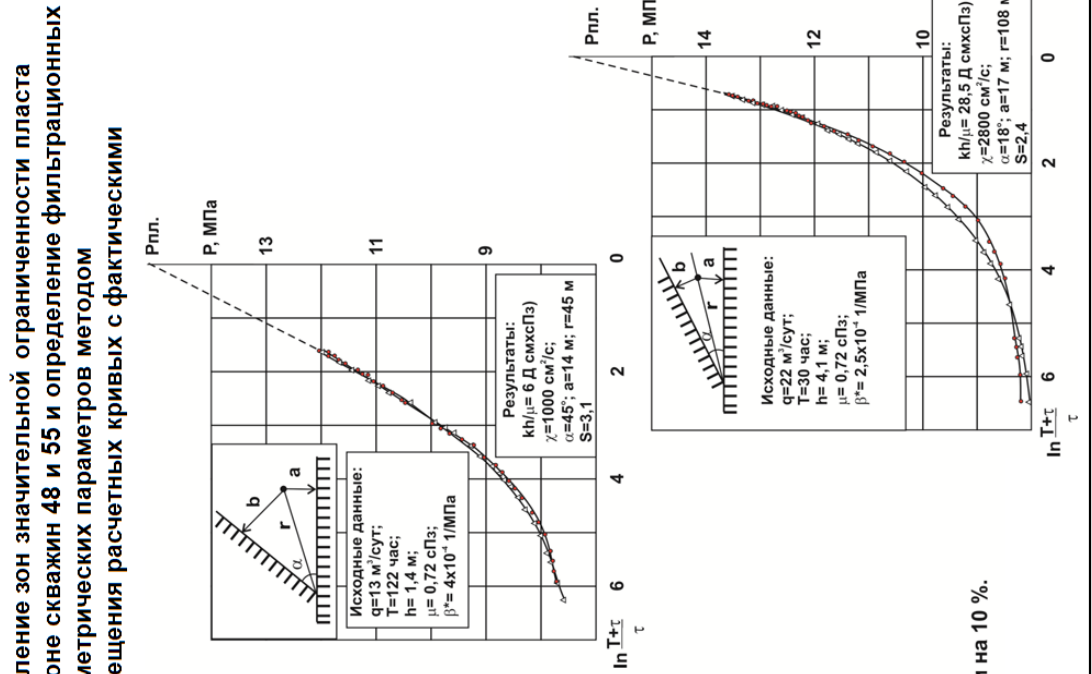
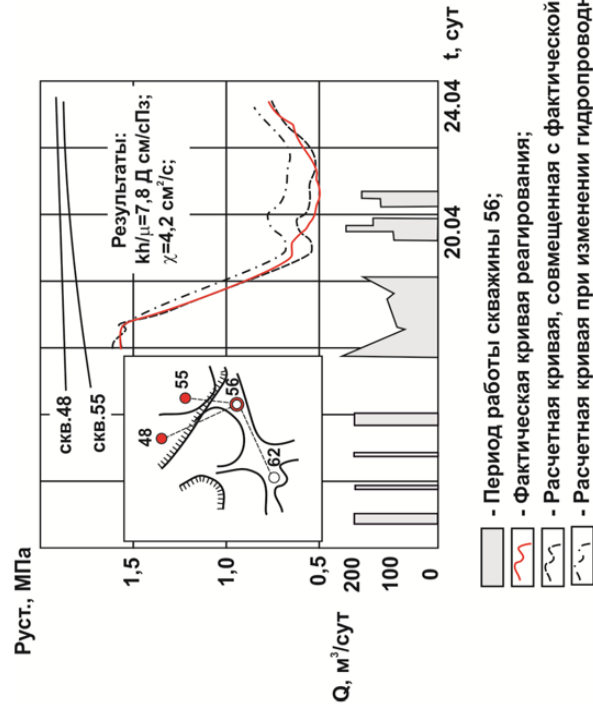
БС «В.Муравленко»

Мурманское морское месторождение. Определение фильтрационных и геометрических параметров газоносного пласта по данным пьезометрии разведочных скважин №№ 24, 28 с использованием ИС «Интерпретатор – М»

Арктикморнефтегазразведка
ВНИПИморнефтегаз

ПЕСЧАНООЗЕРСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

(остров КОЛГУЕВ в Баренцевом море)
Определение фильтрационных параметров пласта методом совмещения расчетных кривых с фактической кривой реагирования скв. 62 на переменный дебит скв. 56

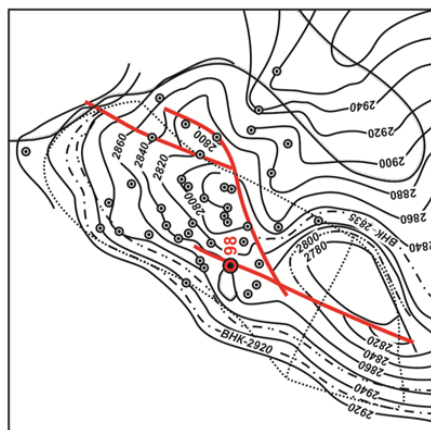


Песчаноозерское нефтяное месторождение (о. Колгуев в Баренцевом море)
Определение фильтрационных параметров пластов методом совмещения расчетных кривых с фактическими

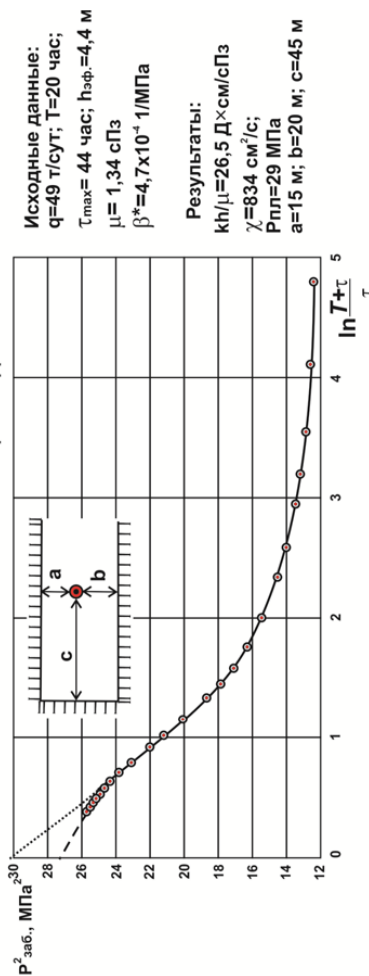
СП «Вьетсовпетро»
ВНИПИморнефтегаз

| № скв. | Интервал перф. | Дебит, м ³ /сут | Диагностированная модель пласта | | Фильтрационные параметры | | Геометрические параметры | | | | Пластовое давление по Хорнеру, МПа |
|--------|----------------|----------------------------|---------------------------------|---------------------|--|--|-------------------------------|-----------------------|-------------|-----------------------------------|------------------------------------|
| | | | основная | возможная | Гидропроницаемость, Д см ² /сПз | Пьезопроницаемость, водность, см ² /с | Радиус ухудш. призаб. зоны, м | Кoeff. неоднородности | Скин-эффект | Кол-во границ пласта и расстояние | |
| 71 | 2879-2906 | 96 | однородный пласт | ухудш. призаб. зона | 80 | 1100 | 0,5 | 2 | 3,5 | - | - |
| 98 | 2895-2915 | 39 | экраниров. пласт, п/б полоса | однородный пласт | 25 | 800 | - | - | - | три границы 15; 20; 45 м | 29,1 |
| 107 | 3403-3535 | 46 | ухудш. призаб. зона | однородный пласт | 190 | 900 | 1,3 | 4 | 19,7 | - | 34 |

В качестве объекта интенсификации добычи рекомендована скв. 107 со значительно ухудшенной призабойной зоной. Скв. 98 не рекомендована из-за существенно ограниченной зоны дренирования.

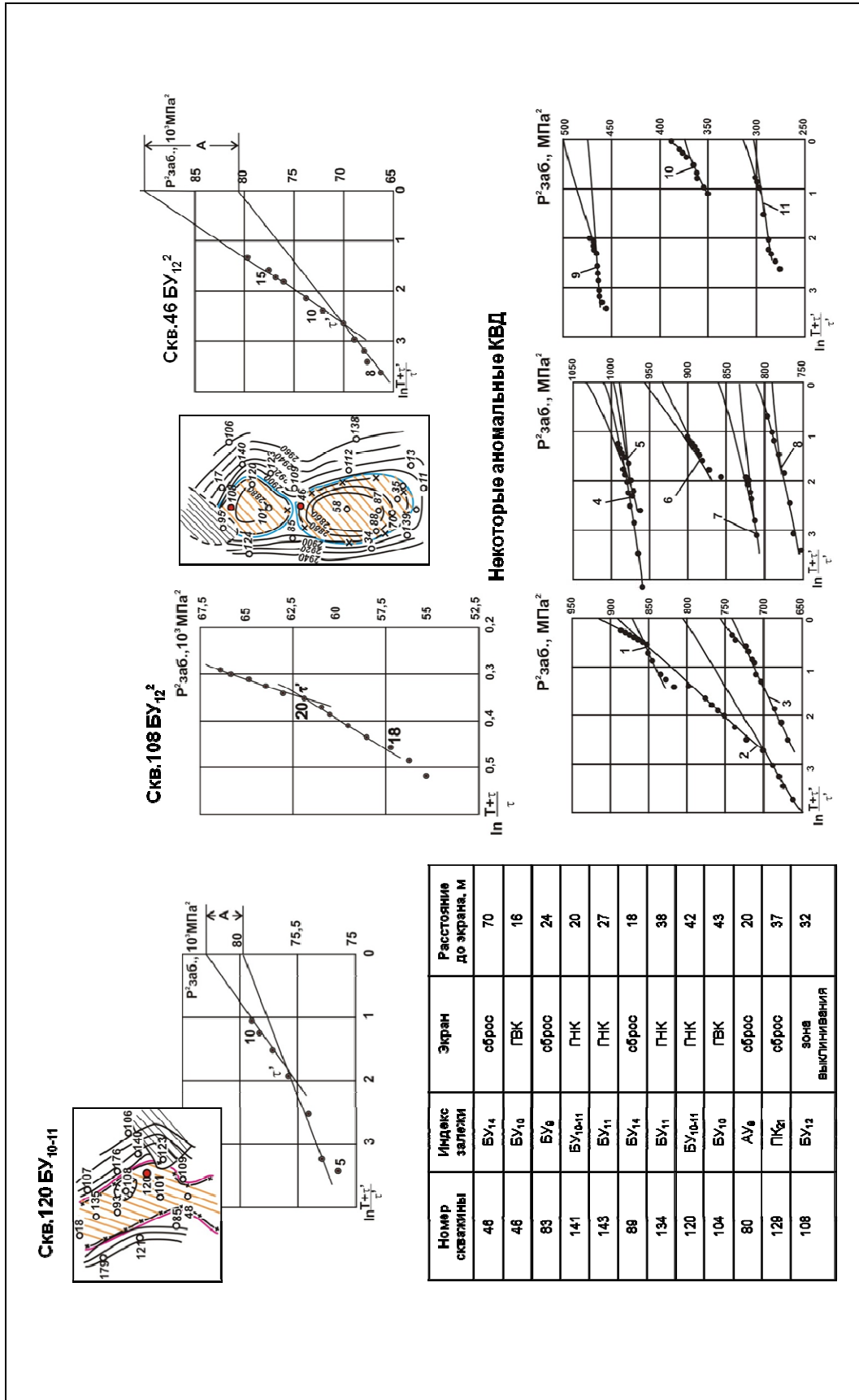


ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ И ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КВД В СКВ. 98



Результаты интерпретации КВД с помощью ПС «Интерпретатор-М»

по нефтяным скважинам месторождения «Белый Тигр» в Южно-Китайском море с целью выбора объекта воздействия на призабойную зону для увеличения дебита



Уточнение положения газоводяных контактов (ГВК), зон выклинивания пластов и тектонических сбросов по результатам интерпретации аномальных КВД на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении (УНГКМ)

Приложение 12

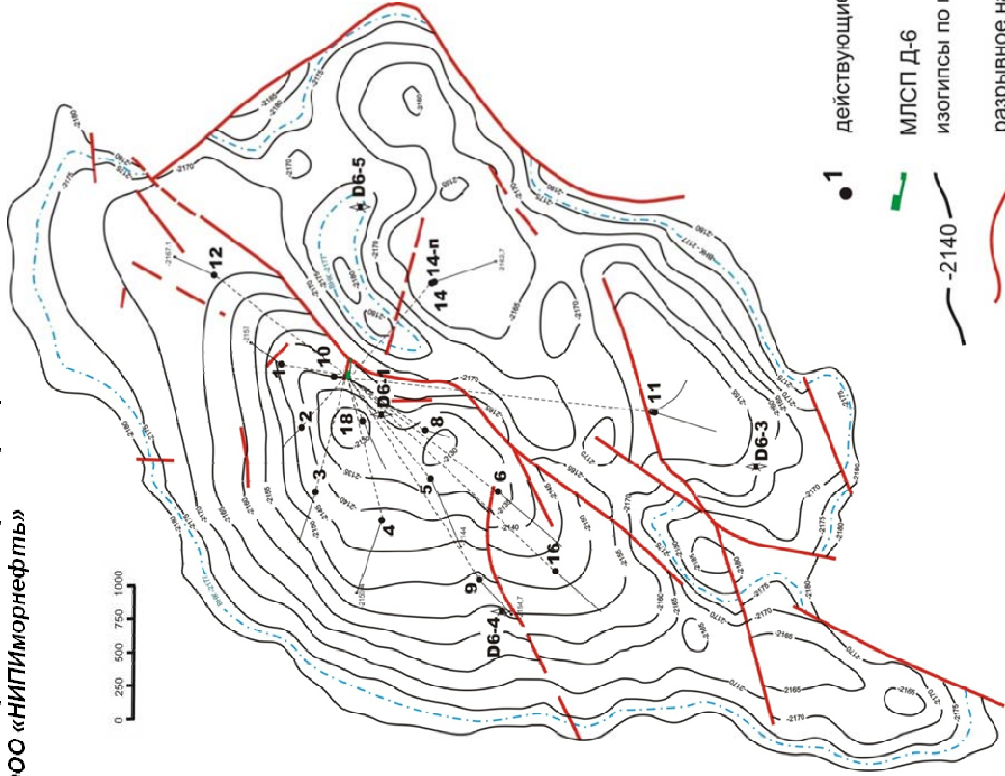
Уренгойское ГКМ. Залезь БУ-8. Особенности прискважинных зон газоконденсатных скважин по данным пьезометрии с использованием ПС «Интерретатор-М»

| № скв. | Дата исслед. | Интервал перфорации, м | Дебит, тыс. м ³ /сут | Время остановки, час | Диагностированная модель пласта | | Фильтрационные параметры | | Дополнительные параметры | | | | |
|--------|--------------|------------------------|---------------------------------|----------------------|---------------------------------|------------------|--------------------------|-----------------------|--------------------------------|-----------------------|-------------|----------------------|--|
| | | | | | основная | возможная | кв/ц, Д*см/сПз | а, см ² /с | радиус зоны ухудш. проводн., м | коэф-т неоднородности | скин-фактор | кол-во границ пласта | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | |
| 1263 | 15.02.1990 | 2660-2716 | 350 | 6 | зон.-неоднородн. | однородный | 114 | 4100 | 17 | 8 | 11 | - | |
| 1279 | 26.02.1989 | 2876-2986 | 842 | 22 | однородный | зон.-неоднородн. | 49 | 4500 | 15 | 8 | 17 | - | |
| 1311 | 24.04.1991 | 2797-2860 | 320 | 24 | трещ.-порист. | однородный | 140 | 200 | - | - | 14 | - | |
| 1321 | 19.04.1991 | 2660-2740 | 440 | 24 | однородный | экранированный | 8 | 2500 | - | - | - | 1 | |
| 1458 | 20.04.1991 | 2661-2718 | 260 | 24 | зон.-неоднородн. | однородный | 32 | 1700 | 10 | 4 | 22 | - | |
| 2285 | 09.09.1990 | 2681-2750 | 570 | 13 | зон.-неоднородн. | однородный | 155 | 9700 | 38 | 10 | 12 | - | |
| 2268 | 02.02.1990 | 2802-2836 | 456 | 11 | зон.-неоднородн. | однородный | 2100 | 1400 | 4 | 8 | 10 | - | |
| 2288 | 17.10.1990 | 2678-2740 | 546 | 23 | однородный | зон.-неоднородн. | 82 | 3000 | 17 | 6 | 39 | - | |
| 2337 | 06.09.1990 | 2660-2726 | 277 | 13 | зон.-неоднородн. | - | 97 | 3500 | 18 | 15 | 25 | - | |
| 2362 | 11.11.1990 | 2647-2740 | 765 | 4 | зон.-неоднородн. | однородный | 150 | 3400 | 11 | 5 | 33 | - | |
| 5300 | 13.09.1990 | 2657-2751 | 370 | 11 | однородный | зон.-неоднородн. | 50 | 1500 | 17 | 4 | 40 | - | |
| 5309 | 19.08.1991 | 2657-2751 | 400 | 24 | однородный | трещ.-порист. | 40 | 1420 | - | - | 30 | - | |
| 5309 | 21.02.1990 | 2652-2745 | 657 | 5 | зон.-неоднородн. | - | 120 | 1800 | 7 | 12 | 10 | - | |
| 5359 | 15.05.1990 | 2725-2811 | 404 | 10 | зон.-неоднородн. | однородный | 37 | 1400 | 12 | 19 | 8 | - | |
| 5365 | 07.12.1990 | 2725-2756 | 585 | 10 | однородный | зон.-неоднородн. | 48 | 1600 | 10 | 3 | 20 | - | |
| 8264 | 06.04.1991 | 2629-2698 | 650 | 3 | зон.-неоднородн. | однородный | 35 | 950 | 5 | 6 | 4 | - | |
| 8278 | 06.10.1991 | 2625-2731 | 350 | 3 | зон.-неоднородн. | однородный | 7 | 3500 | 10 | 5 | 30 | - | |
| 8284 | 06.09.1991 | 2638-2738 | 849 | 22 | однородный | зон.-неоднородн. | 36 | 1100 | 6 | 6 | 19 | - | |
| 8301 | 18.05.1990 | 2648-2770 | 720 | 6 | зон.-неоднородн. | однородный | 165 | 3500 | 10 | 4 | 31 | - | |
| 8317 | 24.01.1991 | 2678-2859 | 530 | 21 | зон.-неоднородн. | однородный | 7500 | 3200 | 68 | 9 | 10 | - | |
| 8318 | 20.01.1991 | 2678-2735 | 548 | 20 | зон.-неоднородн. | - | 98 | 5100 | 45 | 10 | 12 | - | |
| 8346 | 25.11.1990 | 2643-2745 | 905 | 17 | зон.-неоднородн. | однородный | 242 | 5000 | 46 | 3 | 23 | - | |
| 8357 | 18.08.1990 | 2650-2744 | 237 | 11 | зон.-неоднородн. | - | 35 | 2600 | 33 | 11 | 11 | - | |
| 8409 | 20.04.1990 | 2799-2918 | 651 | 19 | зон.-неоднородн. | однородный | 231 | 5500 | 50 | 7 | 7 | - | |
| 8416 | 10.03.1990 | 2641-2743 | 372 | 20 | зон.-неоднородн. | однородный | 33 | 2300 | 9 | 7 | 6 | - | |

Примечание: Возможная причина ухудшенной гидропроводности в зоне дренирования – увеличение фильтрационных сопротивлений с образованием двухфазной фильтрации из-за выпадения конденсата.

ООО «ЛукойлКалининградморнефть»
 ООО «НИПИморнефть»

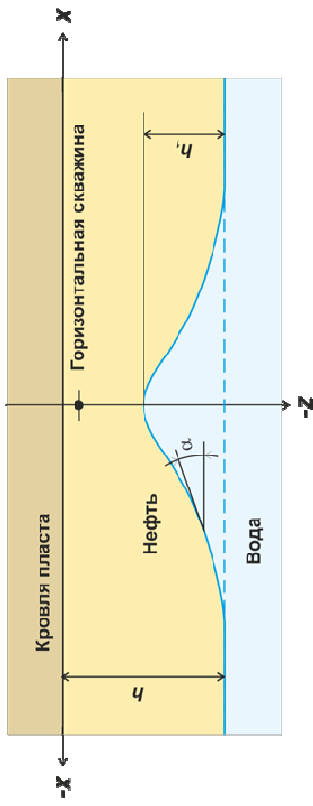
Ледостойкая стационарная платформа



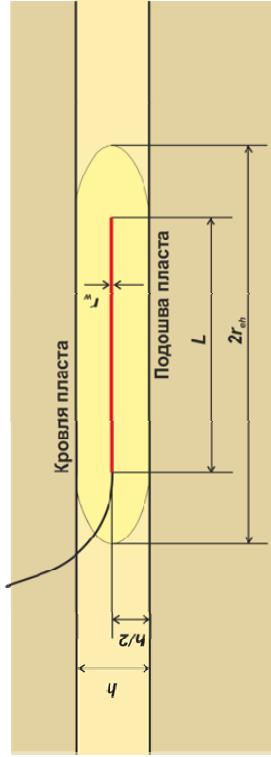
Условные обозначения:

- 1 действующие скважины
- МЛСП Д-6
- -2140
- — — — — ВНК
- -2157,5 Абс. отметка кровли кембрия на конечном забое скважины
- ⚡ ликвидированные скважины
- — — — — изогипсы по кровле среднего кембрия
- — — — — разрывное нарушение

Схема разработки Кравцовского (Д-6) месторождения. Структурная карта по кровле кембрийских отложений

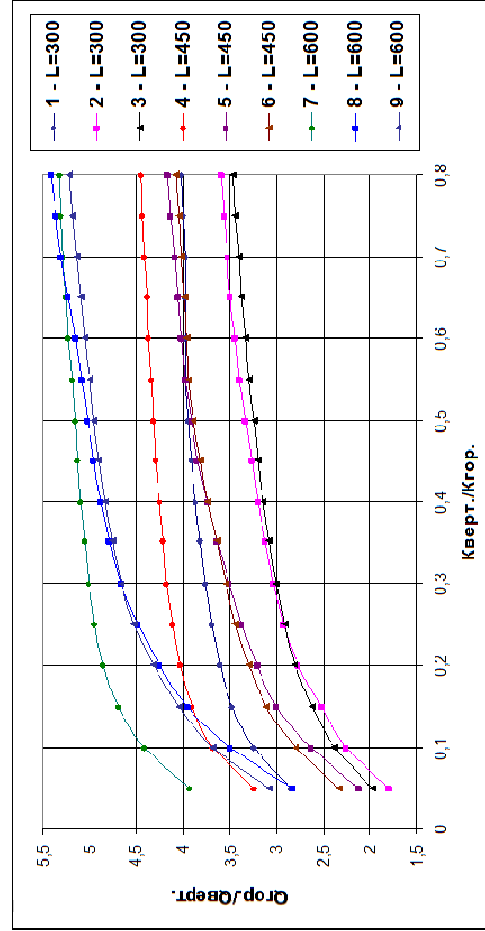


с установившимся водяным валом в области горизонтальной скважины



горизонтальной скважины для математической модели Джоши

Гидродинамическая эффективность горизонтальных скважин по методикам: кривые 1,4,7 - Трофимова; 2,5,8 - Джоши-Григулецкого-Никитина; 3,6,9 - Бабу-Оде

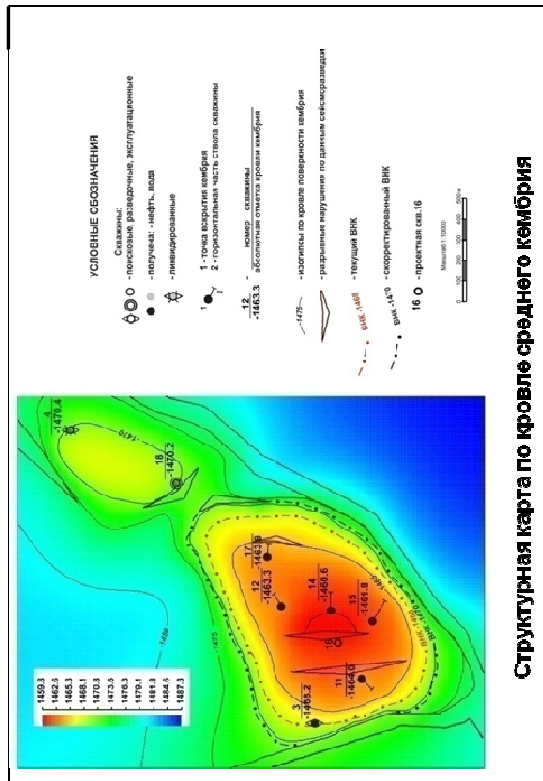


Оценка высоты подъема водяного вала в зависимости от местоположений, дебитов и длин горизонтальных участков скважин

| Местоположение | Средний дебит скважин, м ³ /сут | Длина горизонтального участка ствола, м | Высота подъема водяного вала, м |
|------------------------------|--|---|---------------------------------|
| Сводовая часть | 450/400 | 300 | 14/12,4 |
| Крыльевые зоны и периферияли | 150 | 300 | 9 |
| Сводовая часть | 600 | 450 | 13 |
| Крыльевые зоны и периферияли | 200 | 450 | 8 |
| Сводовая часть | 650 | 600 | 11 |
| Крыльевые зоны и периферияли | 225 | 600 | 7 |

Месторождение Кравцовское (Д-6)
Схематическое изображение сечений зон дренирования

Технологическая схема разработки Ново-Серебрянского нефтяного месторождения в Калининградской области, ОАО «Калининграднефть», 2002



Результаты интерпретации КВД в горизонтальной скважине № 12, с использованием программного средства «Интерпретатор-М» (длина горизонтальной части ствола 50 м)

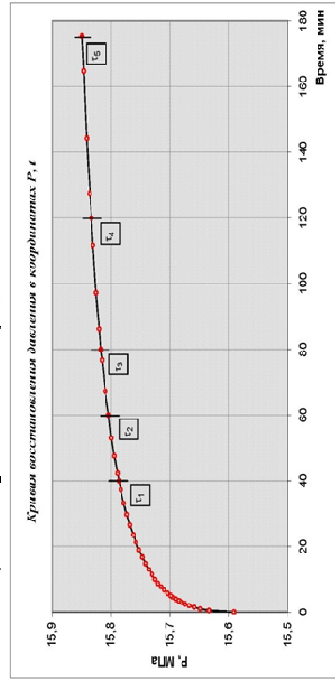
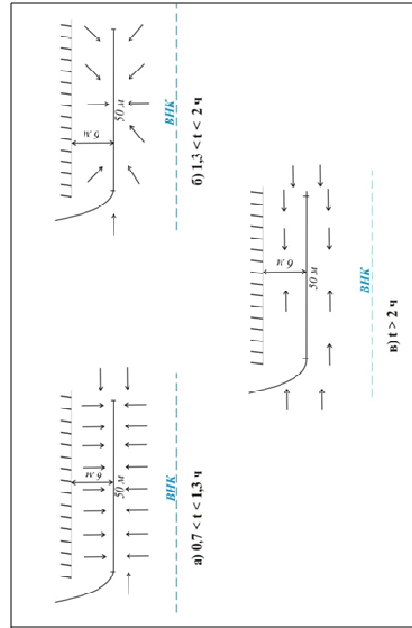
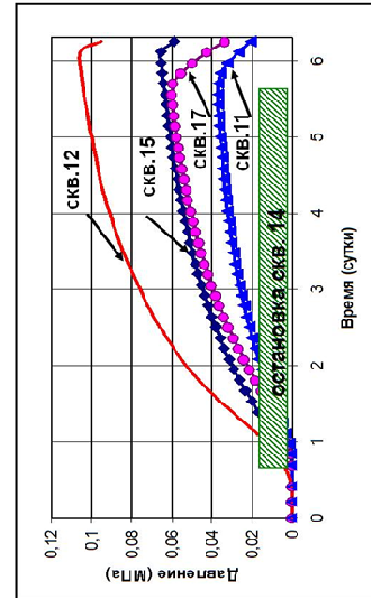


Схема прыжка к горизонтальной скважине 12



- а) радиальный приток в окрестности скважины
- б) смешанный радиальный приток
- в) радиальный приток во всем объеме пласта

Давление давления на наблюдательных скважинах

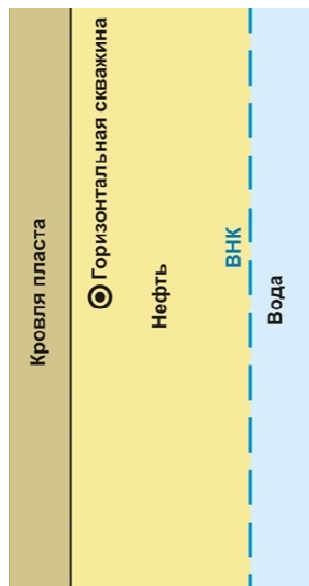
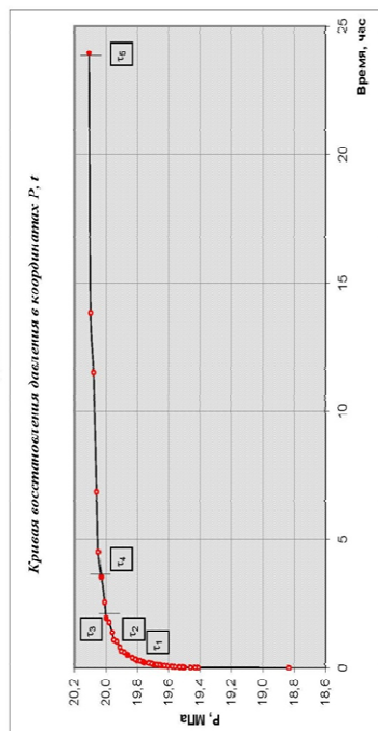


Результаты расчетов физико-матричных параметров

| Скважина | Кв/ч | № |
|-----------|----------|--------------------|
| | Д, см/ДП | см ² /с |
| 11 | 67,6 | 7879 |
| 12 | 41,6 | 6333 |
| 15 | 64,2 | 5176 |
| 17 | 38,4 | 6952 |
| 1-4 (СРД) | 81,1 | 1689 |

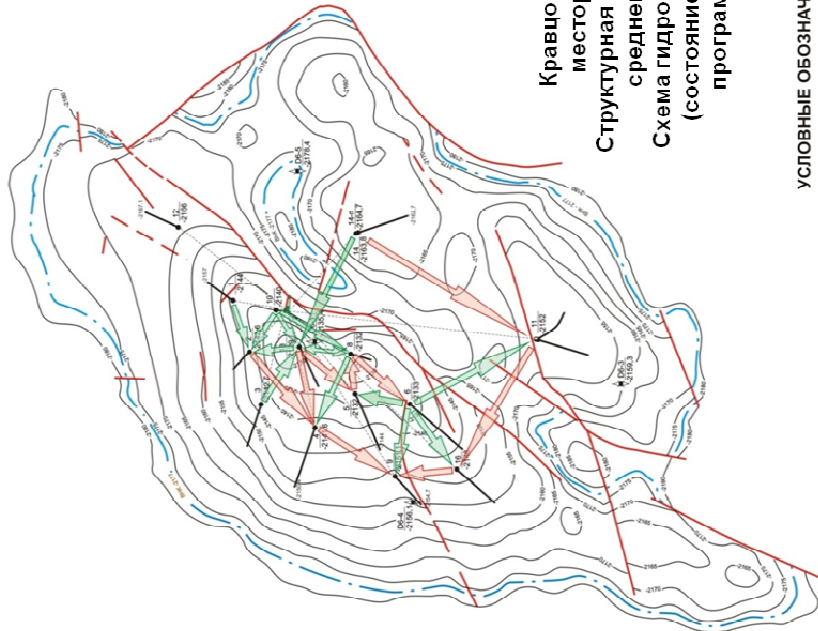
**Морское месторождение Кравцовское (Д-6)
 Результаты интерпретации КВД в горизонтальной скважине № 8 (Q=320 м³/сут),
 с использованием программного средства «Интерпретатор-М»
 (Средний кембрий, длина горизонтального участка ствола 201 м)**

Дата исследования 04.09.2004г.



| Время прослеж., час | Модель | | КПД, ДСМ/СП | q, кв.см/с | скин- фактор | Время зап., мин | Расст. до границ, м | Кэф. неоднор. | |
|------------------------|-----------------|-------------|----------------|---------------|-----------------|--------------------|------------------------|---------------|------------|
| | Основная | Возможная | | | | | | Радиус | Радиус |
| T ₁ = 0,3 | ЭКРАН | | 957,4 | 4227 | | | 5,0 | | |
| | | тр.-пор. | 402,5 | 1001 | | 0,8 | | | |
| T ₂ = 0,5 | | однор | 440,5 | 1096 | -2,8 | | | | |
| | ЭКРАН | | 957,1 | 4227 | | | 5,0 | | |
| T ₃ = 2,0 | | однор. | 422,1 | 1050 | -3,7 | | | | |
| | | тр.-пор. | 306,8 | 763 | | 30,0 | | | |
| T ₄ = 3,5 | ЭКРАН | | 922,90 | 4227 | | | 5,0 | | |
| | тр.-пор. | | 252,50 | 628 | | 6,7 | | | |
| T ₅ = 24,0 | | однор. | 321,7 | 799 | -2 | | | | |
| | однор. | | 670,50 | 4470 | 0,8 | | | | |
| T ₆ = 24,0 | | зон.-неодн. | 732,50 | 2353 | | | | | 1,5 / 18,4 |
| | однор. | | 1087,9 | 7253 | 4,9 | | | | 2,0 / 5,5 |
| | | зон.-неодн. | 1105,5 | 1798 | | | | | |

Интерпретация результатов исследования взаимодействия взаимодействия в взаимодействиях горизонтальных скважин на Кравцовском (Д-6) месторождении



Кравцовское (Д-6) месторождение
Структурная карта по кровле среднего кембрия
Схема гидропротекливания (состояние на 1.09.2008, программа 2008 г.)

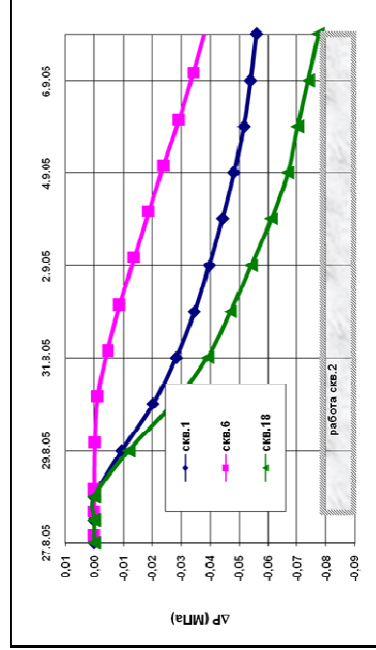
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- МПСЛ Д-6
- 2140 ИЗОГИПСЫ ПО КРОВЛЕ СРЕДНЕГО КЕМБРИЯ
- РАЗРЫВНОЕ НАРУШЕНИЕ
- ВНК
- Абс. отметка вершины кембрия на конечной забое скважины
- 1 -2157,5
- Абс. отметка кровли кембрия входа скважины в пласт
- 2144,1

- ГИДРОПРОТЕКЛИВАНИЕ:
- ↑ Фактически выполненное
 - ↑ Планируемое

Результаты интерпретации кривых реагирования наблюдательных скважин 1, 6 и 18 на пуск скв. 2 с дебитом 400 м³/сутки (27.08 - 7.09.2005 г.).
Метод совмещения расчётных с фактическими

1. Изменение давления на наблюдательных скважинах



2. Результаты расчетов фильтрационных параметров

| Скважины | kh/μ, Д-см/сПз | аб, см ² /с |
|-----------------|-------------------|---------------------------|
| 1 | 1440 | 18750 |
| 6 | 450 | 18800 |
| 18 | 960 | 18850 |
| 18 (КВД) | 830 | 4135 |
| 5 (КВД) | 848 | 1887 |
| 8 (КВД) | 1087 | 7253 |