УДК 622.03:532.546:553.982.2

А.С. Завьялов
ЗАО «ТИНГ»[1]
заместитель генерального директора
zavialovas@togi.ru

Л.С. Бриллиант
канд. техн. наук
ЗАО «ТИНГ»[1]
генеральный директор
ting@togi.ru

А.А. Недождий
ЗАО «ТИНГ»[1]
ведущий инженер
lexunder91@gmail.com

И.О. Александрова
ЗАО «ТИНГ»[1]
инженер-геофизик
aleksa_irina72region@mail.ru

А.В. Кондратьева
ТюмГУ[2]
студент
AKondratyeva1993@gmail.com

В.С. Васильева
ЗАО «Лукойл-АИК»[3]
главный геолог
vasilevavs@lukoil-aik.ru

Комплексный подход к установлению текущей структуры запасов нефти методами геолого-промыслового анализа. Оценка технологической эффективности ГТМ

[1]ЗАО «Тюменский институт нефти и газа». Россия, Тюмень, ул. Герцена, 64
[2]Тюменский государственный университет. Тюмень, ул. Володарского, 6
[3]ЗАО «Лукойл–АИК», Россия, Когалым, ул. Мира, 23а

Методы геолого-гидродинамического 3D-моделирования являются основополагающими для решения большинства задач нефтегазовой промышленности. Авторы статьи предлагают отойти от современного 3D-моделирования и обратиться к геолого-промысловому анализу для комплексной оценки выработки запасов

Ключевые слова: геолого–промысловый анализ; промыслово–геофизические исследования; геолого–статистический разрез; пачка; выработка; коэффициент охвата; коэффициент нефтенасыщенности; уплотняющее бурение; бурение боковых стволов; остаточные запасы

В настоящее время развитие технологий геолого-гидродинамического моделирования привело к формированию достаточно устойчивой тенденции – задачи оценки выработки и установления текущей структуры запасов при анализе разработки месторождений УВС решаются без привлечения методологии геолого-промыслового анализа и исключительно в специализированных пакетах моделирования. При этом совершенно упускается из виду тот факт, что модель – это лишь трехмерное отражение идеи геолога и разработчика, количественное ее описание. Формирование же самой концепции невозможно без детального изучения процесса, анализа всей совокупности промысловых данных и исследований.

Геолого-промысловый анализ служит базой для 3D-моделирования и позволяет описать процесс на качественном и количественном уровне (в первом приближении). Применение комплексного подхода дает возможность установить не только базовые характеристики, но и оценить распределение текущей нефтенасыщенности по площади и разрезу залежи, установить зоны локализации остаточных запасов, спрогнозировать технологическую эффективность буровых работ, выделить наиболее перспективные участки.

Настоящая статья посвящена изучению текущей структуры запасов и оценке перспектив уплотняющего бурения на участке объекта $БС_{11}$ Когалымского месторождения методами геолого-промыслового анализа. Результаты каждого этапа могут служить основой для построения и адаптации 3D-модели с целью повышения достоверности технологических расчетов и описания процесса в количественной трехмерной постановке.

Объект исследования представлен меловыми отложениями, типичными для большинства месторождений Западной-Сибири. Геолого-физическая характеристика представлена в ***табл. 1***. Геологический разрез с севера на юг изображен на ***рис. 1***.

Последовательность действий

I этап посвящен изучению анизотропии свойств по разрезу и выделению пачек. Его целью является оценка характера неоднородности по разрезу и выявление перспективных интервалов, в которых могут локализоваться остаточные запасы нефти.

1.1. Построение геолого-статистической модели разреза для различных свойств пласта, выделение пачек.

1.2. Построение геолого-статистической модели разреза работы интервалов пласта по данным ПГИС.

1.3. Расчет коэффициента охвата пачек в нагнетательных и добывающих скважинах.

1.4. Построение вероятностных зональных карт охвата выработкой коллекторов по данным ПГИС.

II этап – определение текущей нефтенасыщенности, его цель – исследовать рас-

Таблица 1.
Геолого-физическая характеристика объекта исследования

Показатели	Ед. изм	$БС_{11}$
Тип залежи		ПСЛО
Тип коллектора		Теригенный поровый
Глубина залегания (а.о.)	м	–2408,1
Общая толщина	м	33,3
Нефтенасыщенная толщина	м	7,9
Пористость	%	18,5
Проницаемость	мД	160,0
Нефтенасыщенность	д.ед	0,40
Песчанистость	д.ед.	0,52
Расчлененность	ед.	4,40
Температура	^{o}C	81
Начальное пластовое давление	МПа	23,8
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	0,81
Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м^{3}	0,833
Давление насыщения	МПа	8,3
Газосодержание	м^{3}/т	83,0
Коэффициент вытеснения	д.ед.	0,634

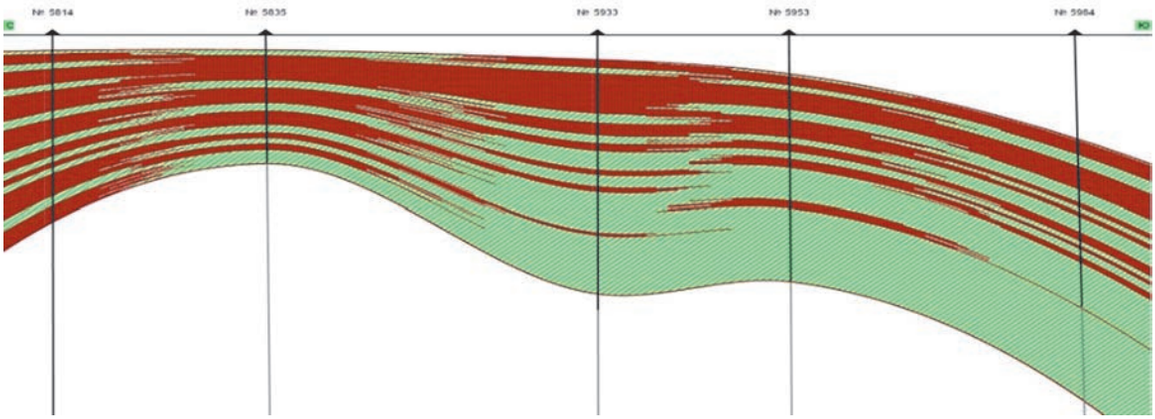


Рис. 1.
Геологический разрез объекта исследования с севера на юг

пределение запасов нефти по продуктивным интервалам разреза и площади залежи.

2.1. Расчет текущей нефтенасыщенности в скважинах методом В.М. Ревенко.

2.2. Обоснование методов интерполяции нефтенасыщенности в системе скважин.

2.3. Построение карты и профиля текущей нефтенасыщенности.

2.4. Построение карты и профиля выработки запасов.

2.5. Сравнение фактических показателей уплотняющего бурения с прогнозными.

III заключительный этап включает в себя выделение перспективных зон для бурения уплотняющих скважин. Его цель – выделение наиболее перспективного участка для бурения уплотняющего фонда скважин.

3.1. Построение карты текущей плотности подвижных запасов.

3.2. Выделение перспективных зон для бурения боковых стволов и уплотняющих скважин

3.3. Оценка технологической эффективности мероприятий.

Этап I: Изучение анизотропии свойств по разрезу. Выделение пачек

Типизация разреза проводилась на основе анализа изменчивости проводимости, т.к. именно этот показатель напрямую характеризует скорость фильтрации флюидов и будет определять характер выработки.

Для выделения пачек применяется методика «скользящего окна» [4], которая на основе анализа изменчивости свойств по разрезу позволила выделить границу контрастных (резкой смены) значений.

Суть метода заключается в том, что для каждой скважины на основе интерпретации данных ГИС устанавливается промежуточная граница и рассчитывается абсолютная разность площадей первого и второго участка:

$$|S_1 - S_2| = \delta_{max}, \qquad (1)$$

где: S_1 – площадь первого участка; S_2 – площадь второго участка; δ_{max} – максимальная абсолютная разница площадей.

Промежуточная граница при максимальном абсолютном значении разности площадей будет искомой границей контрастных свойств.

Далее, объединяя выделенные границы по каждой скважине, можно получить интегральную характеристику пачек ***(рис. 2)***.

Так, для верхней пачки проводимость составляет 41 мД·м, нижней – 12 мД·м; песчанистость для верхней пачки – 0,61 д.ед., нижней – 0,43 д.ед.; коэффициент начальной нефтенасыщенности ($К_{нн}$) для верхней пачки – 0,56 д.ед., нижней – 0,47 д.ед. и начальные подвижные запасы (НПЗ), 4018 тыс. т и 1737 тыс. т для верхней и нижней пачек, соответственно ***(табл. 2)***.

Исходя из этого, выдвинуто предположение, что неоднородность геологических свойств по разрезу будет определять характер процесса выработки запасов. Существенное отличие параметров выделенных пачек может приводить к опережающей выработке запасов в верхней пачке и обводнению по ее интервалам. При этом запасы нефти, приуроченные к подошвенной части, в разработку при совместном вскрытии будут вовлекаться слабо. Одним из направлений развития системы разработки в такой ситуации может служить бурение боковых стволов и/или уплотняющего фонда скважин со вскрытием перфорацией только нижней пачки, совместно с выполнением комплекса мероприятий по увеличению охвата воздействием.

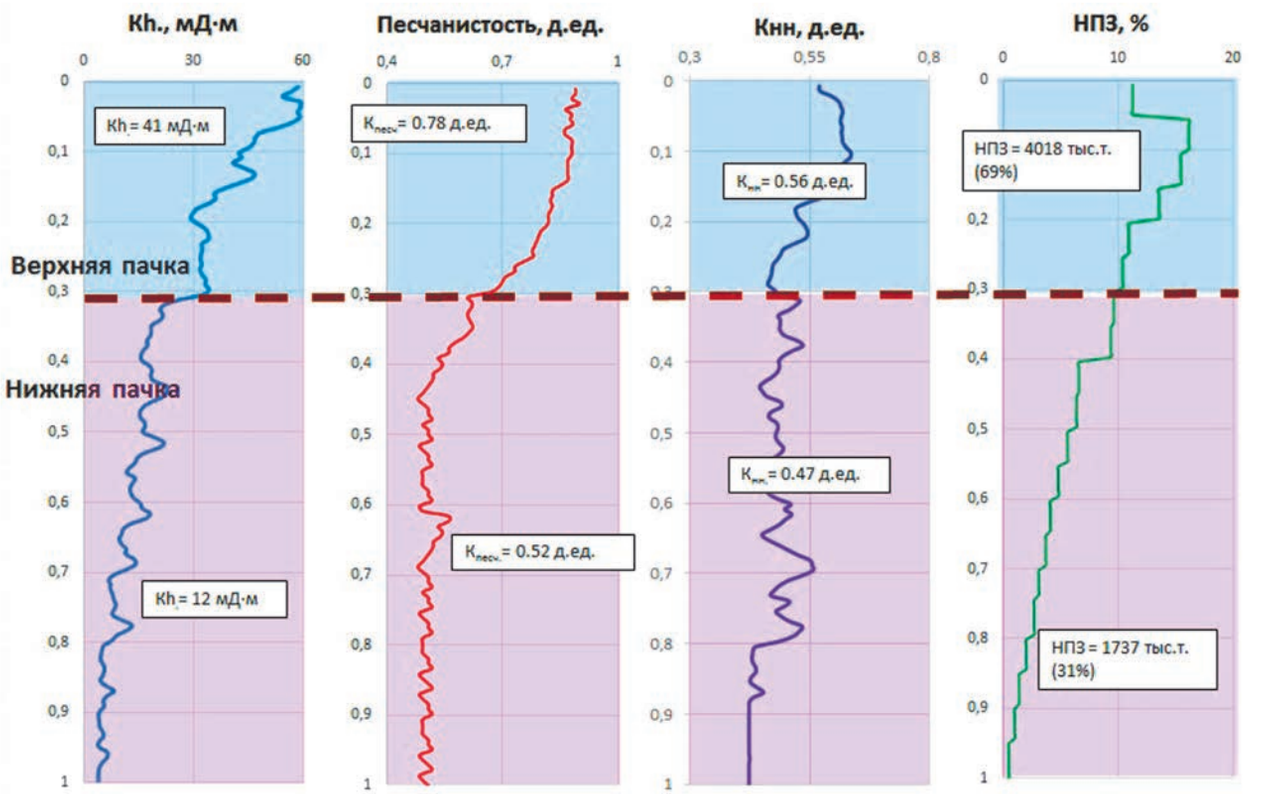


Рис. 2.
Геолого-статистический разрез параметров: проводимости, песчанистости, начальной нефтенасыщенности, начальных подвижных запасов

Для проверки предположения о неравномерной выработке запасов были проанализированы данные промысловых геофизических исследований (ПГИ) нагнетательных скважин. Анализ результатов ПГИС позволяет оценить интенсивность выработки каждой пачки и статистическую составляющую коэффициента охвата ($К_{охв}$), как аналога коэффициента работающих толщин ($К_{РТ}$). При расчете коэффициента охвата по пласту берется отношение работающей толщины к эффективной толщине пласта:

$$К_{охв}=Н_{раб}/Н_{эфф} \quad (2)$$

Зачастую особенности организации системы ППД сопровождаются формированием систем техногенных трещин, что накладывает отпечаток на достоверность результатов ПГИС [5, 7].

Эксплуатация нагнетательных скважин на объекте $БС_{11}$ не сопровождается формированием техногенной трещиноватости, что дает возможность применять результаты ПГИС для дальнейшего анализа. Об этом позволя-

Таблица 2.
Характеристики изменчивости свойств для верхней и нижней пачек

Показатели	Ед. изм	В целом	Верхняя пачка	Нижняя пачка
НГЗ	тыс. т	8998	6081	2917
НПЗ	тыс. т	5755	4018	1737
% НГЗ	%	–	68	32
% НПЗ	%	–	69	31
Н (толщина)	М	33,3	17,3	16,0
Нэфф (эфф. толщина)	М	7,9	3,7	3,3
$К_{пес}$	д.ед.	0,65	0,78	0,52
$К_{пр}$	мД	160,0	208,0	80,0
$К_{п}$	д.ед.	0,19	0,19	0,18
$К_{нн}$	д.ед.	0,52	0,56	0,47
Kh	мД·м	26,5	41,0	12,0

ют судить данные ГДИС по нагнетательному фонду и анализ режимов (давления нагнетания не превышали давления разрыва породы).

Расчет $К_{охв}$ в нагнетательных скважинах показал неравномерное распределение параметра по разрезу – нижняя пачка 0,18 д.ед., верхняя – 0,51 д.ед. ***(табл. 3)***.

Таким образом, по результатам ПГИС выдвинутое предположение подтверждается, но также необходимо оценить $К_{охв}$ и по фонду, не охваченному прямыми исследованиями.

Прежде чем переносить результаты исследований на добывающий фонд, необходимо обосновать достаточность и непротиворечивость исследований по нагнетательным скважинам. Первым шагом к обоснованию служит сравнение геологических параметров в целом по фонду скважин с нагнетательными скважинами. Геологические характеристики в нагнетательных скважинах близки по распределению со средними значениями в целом ***(табл. 4)***.

Второй шаг к обоснованию достаточности исследований – анализ энтропии проводимости для произвольного количества скважин с ПГИС ***(рис. 3)***.

Условием достаточности объема исследований является стабилизация энтропии. В данном случае объем исследований достаточен, т.к. дальнейшее увеличение количества исследований не приводит к изменению энтропии.

Для расчета $К_{охв}$ в добывающих скважинах необходимо сформировать выборку пропластков в нагнетательных скважинах, отражающую их проводимость и количество [9, 12]. Далее рассчитывается вероятность подключения пропластков для каждой проводимости:

$$P_{гi}=N_{гi}/N_i \qquad (3)$$

где: N_i – количество пропластков; N_i – количество работающих пропластков, $P_{гi}$ – вероятность подключения пропластков. В последующем вероятность подключения пропластков по полученной зависимости переносится для

$К_{охв}$ по ПГИ		
№	Верхняя пачка	Нижняя пачка
5752	0,22	–
5811	0,83	–
5755	0,27	–
5814	0,22	0,14
5822	0,16	0,09
5825	0,63	–
5834	0,35	0,35
5915	0,24	–
5924	0,40	0,06
5932	0,50	–
5944	0,55	0,33
5935	0,25	0,33
5955	0,43	–
5952	0,73	–
5964	0,38	0,02
5975	0,67	–
5922	0,27	0,18
Средние значения	0,51	0,18

Таблица 3.
Таблица оценок $К_{охв}$ по ПГИС

добывающего фонда скважин. $К_{охв}$ для скважин без ПГИС рассчитывается путем осреднения вероятностей подключения, взвешенных по проводимости пропластков [5, 9]:

$$K_{охв} = \sum\left(P_j Kh_j\right) / \sum Kh_j \qquad (4)$$

На основании расчета коэффициента охвата по скважинам были построены карты, отражающие охват процессом разработки в нижней и верхней пачках ***(рис. 4)***. $К_{охв}$ составляет для верхней пачки 0,60 д.ед., для нижней – 0,24 д.ед.

Таким образом, установлено, что именно геологическая неоднородность определила неравномерный охват по разрезу. Далее необходимо выполнить расчет текущей нефтенасыщенности в пропластках, которые под-

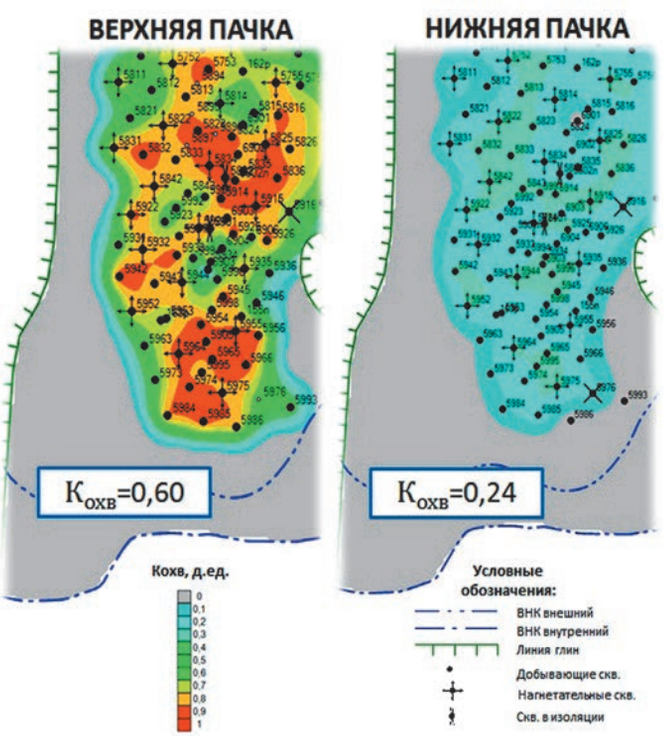
Таблица 4.
Таблица геологических параметров по фонду скважин

Пачка	Фонд скважин	$Н_{эфф}$, м	Kh, мД·м	$К_п$, д.ед.	$К_{пес}$, д.ед.
Верхняя пачка	Нагнетательные скважины	3,5	38	0,19	0,58
	Общий фонд скважин	3,7	41	0,19	0,61
Нижняя пачка	Нагнетательные скважины	3,4	15	0,18	0,45
	Общий фонд скважин	3,3	12	0,18	0,43

Рис. 3.
Достаточность исследований ПГИ

вержены выработке и оценить объемы недренируемых и/или слабодренируемых запасов подошвенной части разреза.

Рис. 4.
Карты коэффициента охвата для верхней и нижней пачек



Этап 2: Определение текущей нефтенасыщенности

Обратимся к функции текущей нефтенасыщенности ($K_{нт}$), которая представляет собой степенную зависимость:

$$z=k\cdot f_н^{\,D} \qquad (5)$$

где z – текущая нефтенасыщенность; $f_н^{\,D}$ – доля нефти в потоке; k и D – параметры, в общем случае определяющиеся на основании исследований керна [2, 10]. Для решения задачи определения коэффициента текущей нефтенасыщенности была использована модель Баклея-Леверетта. Обратимся к фазовым проницаемостям и функции Баклея-Леверетта, которая определяет долю воды в потоке ***(рис. 5)***.

Рассмотрим дифференциальное уравнение Баклея-Леверетта:

$$q(t)\,f_{=}^{'}(S)\frac{\partial S}{\partial l}+mF(l)\frac{\partial S}{\partial t}=0, \qquad (6)$$

где q(t) – расход жидкости; S– водонасыщенность; m – пористоть; F(l) – площадь поперечного сечения керна; l – длина керна. Объединим множители, выразив текущий объем пор V и объем прокачанной жидкости Q, получим:

$$V=\int_0^l mF(l)dl, \qquad (7)$$

$$Q=\int_0^t q(t)dt \qquad (8)$$

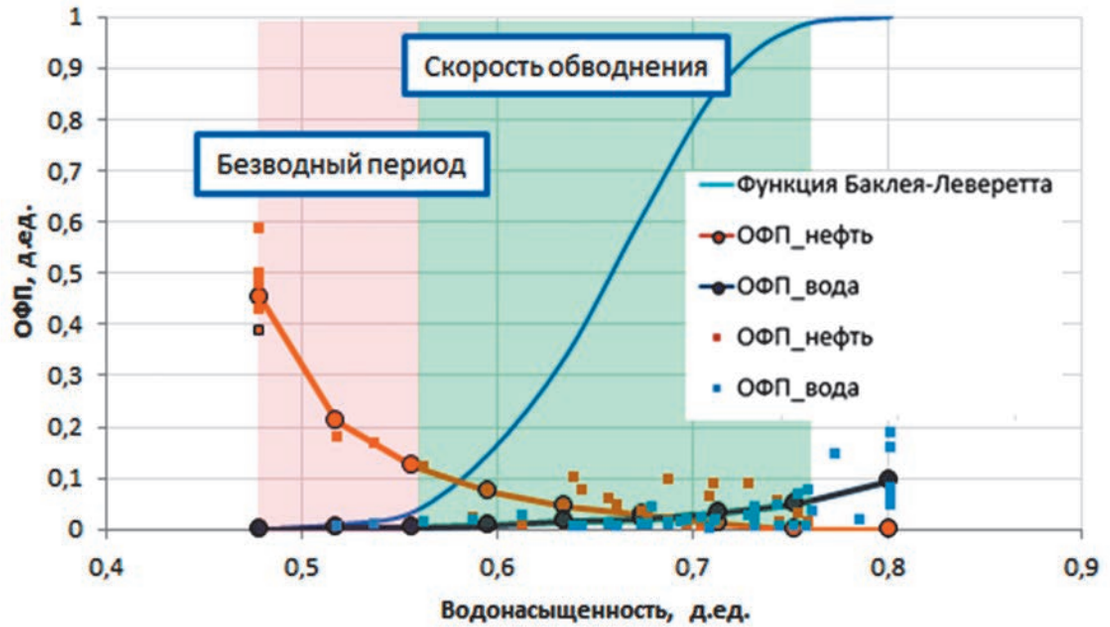


Рис. 5.
Фазовые проницаемости и функция Баклея-Леверетта

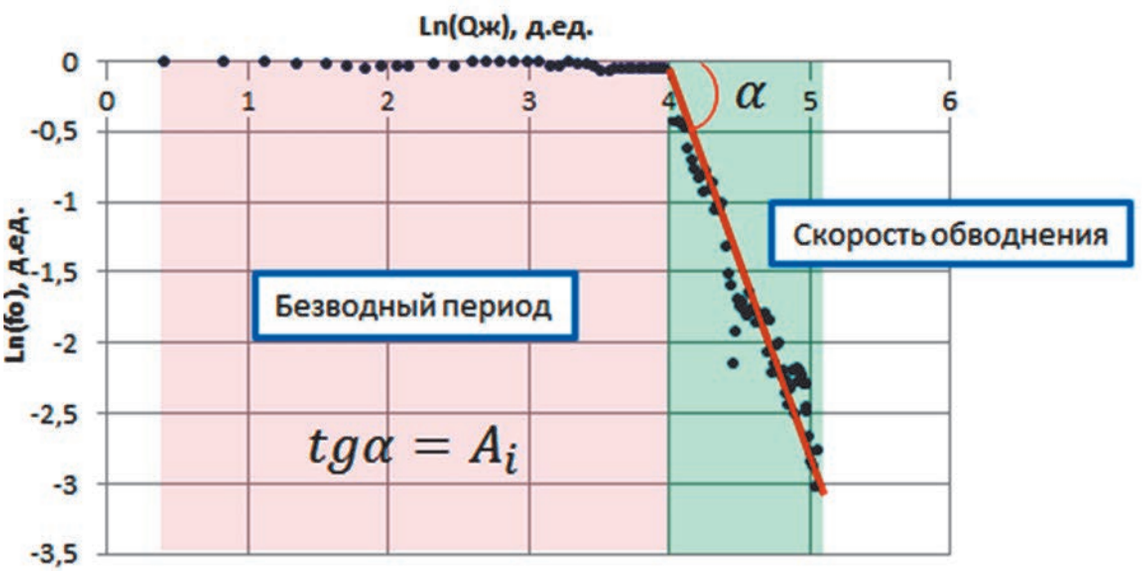
Тогда решение дифференциального уравнения Баклея-Леверетта [10] в частных производных относительно водонасыщенности приводит к следующему результату:

$$S(V,Q) = c_1\left(\frac{V}{Q}\right)^D + c_2, \qquad (9)$$

где c_1, c_2 и D – константы.

Параметр D может быть определен в том случае, если динамика обводнения скважин носит степенной характер. Для установления его значения, а также значений констант c_1, c_2 были использованы результаты исследований, обоснованные в диссертации В.М. Ревенко [10]. Установлено, что параметр D может быть определен характеристиками вытеснения логарифма доли нефти от логарифма накопленной жидкости. В таком случае степен-

Рис. 6.
Характеристики вытеснения в логарифмических координатах на примере скв. № 5815



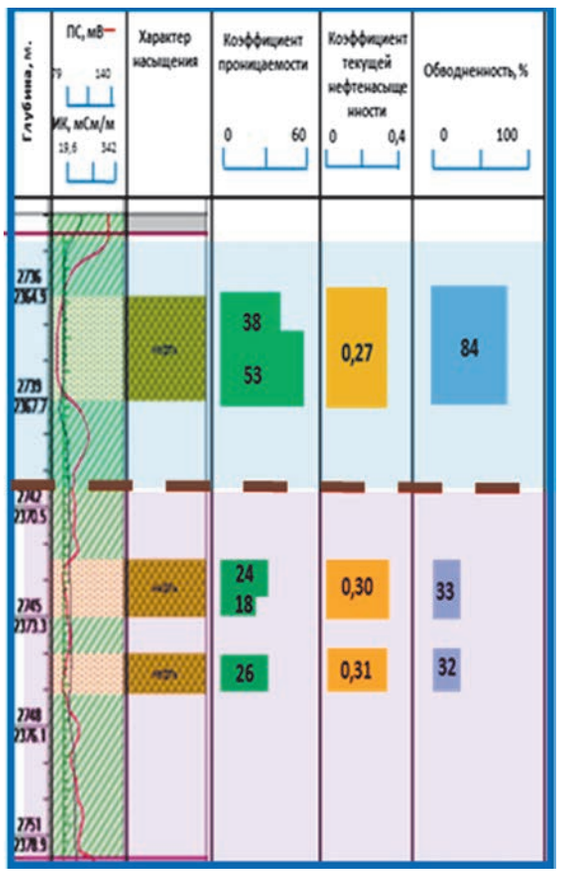


Рис. 7.
Оценка текущей нефтенасыщенности и обводненности по разрезу на примере скв. № 5815

ной характер динамики обводнения скважин преобразуется в линейную зависимость – прямую, тангенс угла наклона которой определяет скорость обводнения.

Анализ динамики обводнения и построение характеристик вытеснения для каждой скважины показал их линейную зависимость на участке обводнения скважины после прорыва воды, как показано на ***рис. 6***.

Это позволяет использовать решение уравнения Баклея-Леверетта для определения неизвестных параметров.

Таким образом, методика определения доли текущей подвижной нефти сводится к следующим этапам [2, 10].

1. Построение зависимости логарифма доли нефти в потоке от логарифма накопленной добычи жидкости по фактическим промысловым данным.

2. Определение параметра A_i – скорости обводнения для i-ой скважины. Параметр определяется как тангенс угла наклона прямой на участке роста обводнения:

$$A_i = \frac{\ln f_{o1} - \ln f_{o2}}{\ln Q_{ж1} - \ln Q_{ж2}}, \qquad (10)$$

где f_{01}, f_{02} – доли нефти в потоке в момент времени t_{01} и t_{02}; $Q_{ж1}$, $Q_{ж2}$– накопленная жидкость в момент времени t_{01} и t_{02}.

3. Определение коэффициента заводнения, который характеризует долю добытой за безводный период нефти D_i:

$$D_i = \frac{A_i}{A_i + 1} \qquad (11)$$

4. Определение доли подвижной жидкости b:

$$b = S_н + S_в - S_{но} - S_{во}, \qquad 12$$

где $S_н$, $S_в$– текущая нефте- и водонасыщенность; $S_{но}$, $S_{во}$ – остаточная нефте- и водонасыщенность.

5. Определение доли подвижной нефти в i-ой скважине:

$$z_i = bf_{=}^{D_i} \qquad (13)$$

Расчет текущей нефтенасыщенности по площади и разрезу может быть осуществлен следующим образом.

1. После определения текущей доли подвижной нефти в скважине выполняется переход к распределению текущей доли подвиж-

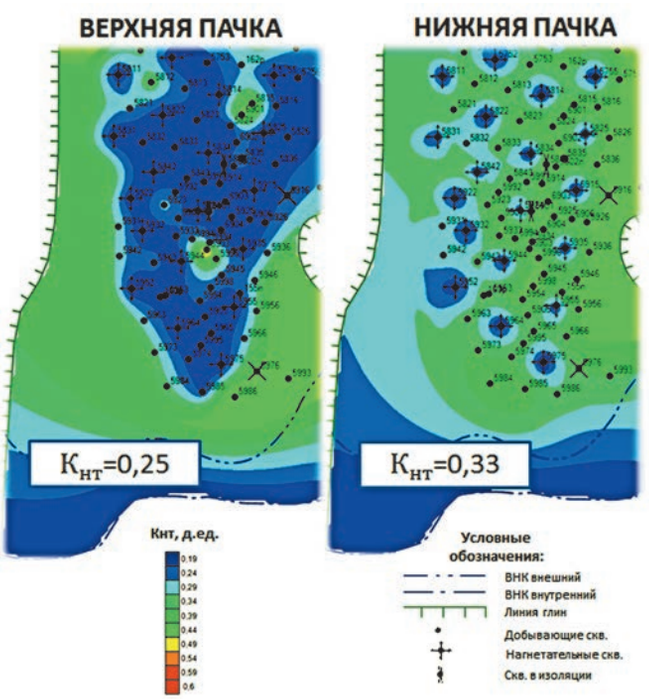
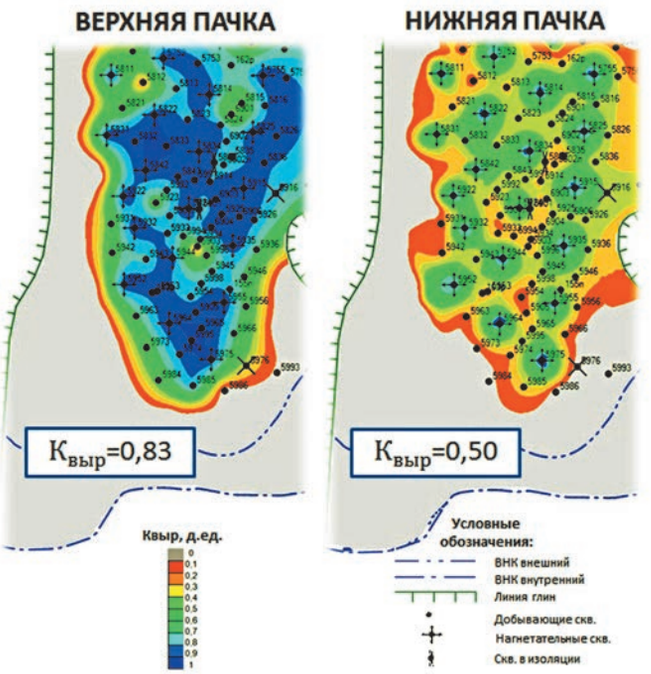


Рис. 8.
Карты текущей нефтенасыщенности для верхней и нижней пачек

Рис. 9.
Карты текущей выработки запасов для верхней и нижней пачек



ной нефти в скважине по пропласткам $z_{iпропл}$. Учитывается допущение: доля подвижной нефти обратно пропорциональна величине проводимости Kh, которая, как было установлено ранее, имеет тесную связь с $К_{охв}$:

$$z_{iпропл} \sim 1/Kh. \qquad (14)$$

2. Далее проводится расчет значений текущей доли подвижной нефти между скважинами по представленной нелинейной зависимости:

$$z_x = z_i \left(\frac{l_i}{L}\right)^A, \qquad (15)$$

где z_x – текущая доля подвижной нефти на расстоянии l_i от скважины вдоль оси x; L – расстояние между скважинами; l_i – текущее расстояние от скважины.

3. На последнем этапе переходим от доли подвижной нефти к искомому коэффициенту текущей нефтенасыщенности с учетом остаточной нефтенасыщенности $z_{ост}$:

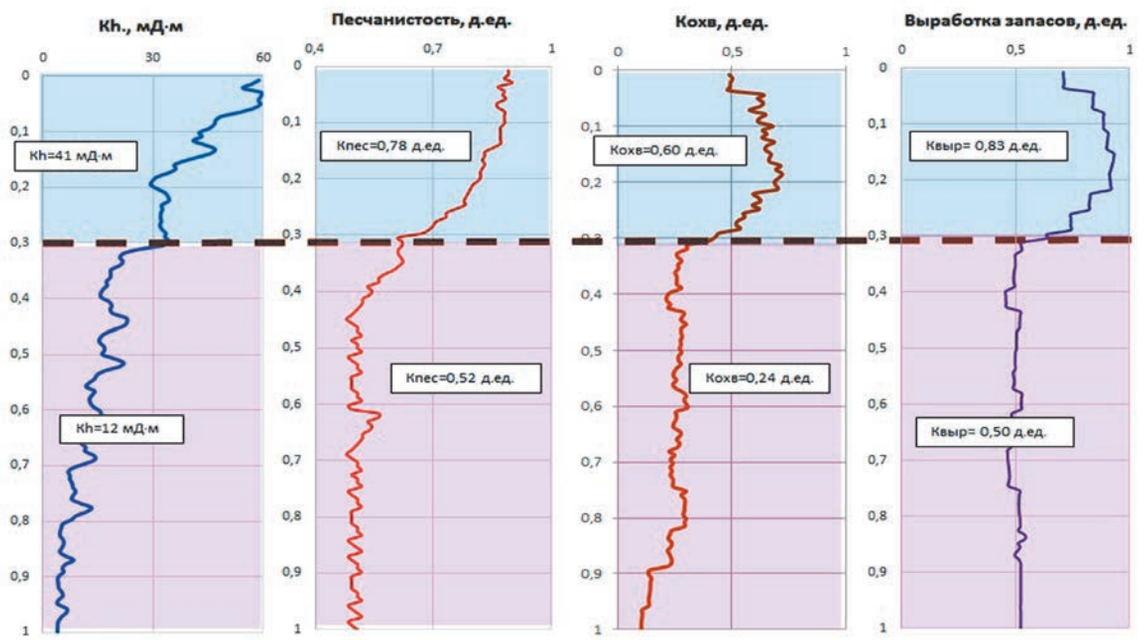
$$z_{тек} = z_x + z_{ост} \qquad (16)$$

Рассмотрим результаты расчетов текущей нефтенасыщенности по разрезу на примере одной из скважин, представленных на ***рис. 7***.

По описанной выше методике было получено распределение $К_{нт}$ по разрезу для каждого пропластка в скважине. Нормированная на $К_{во}$ и $К_{но}$ функция Баклея-Леверетта позволила рассчитать текущую обводненность в каждом интервале. Результаты показали высокую обводненность кровельной зоны в сравнении с подошвенной зоной, что подтверждается и результатами ПГИС, как было показано ранее.

Рассмотрим результаты расчетов текущей нефтенасыщенности по площади. Определение текущей нефтенасыщенности между сква-

Рис. 10.
Оценка выработки запасов по разрезу



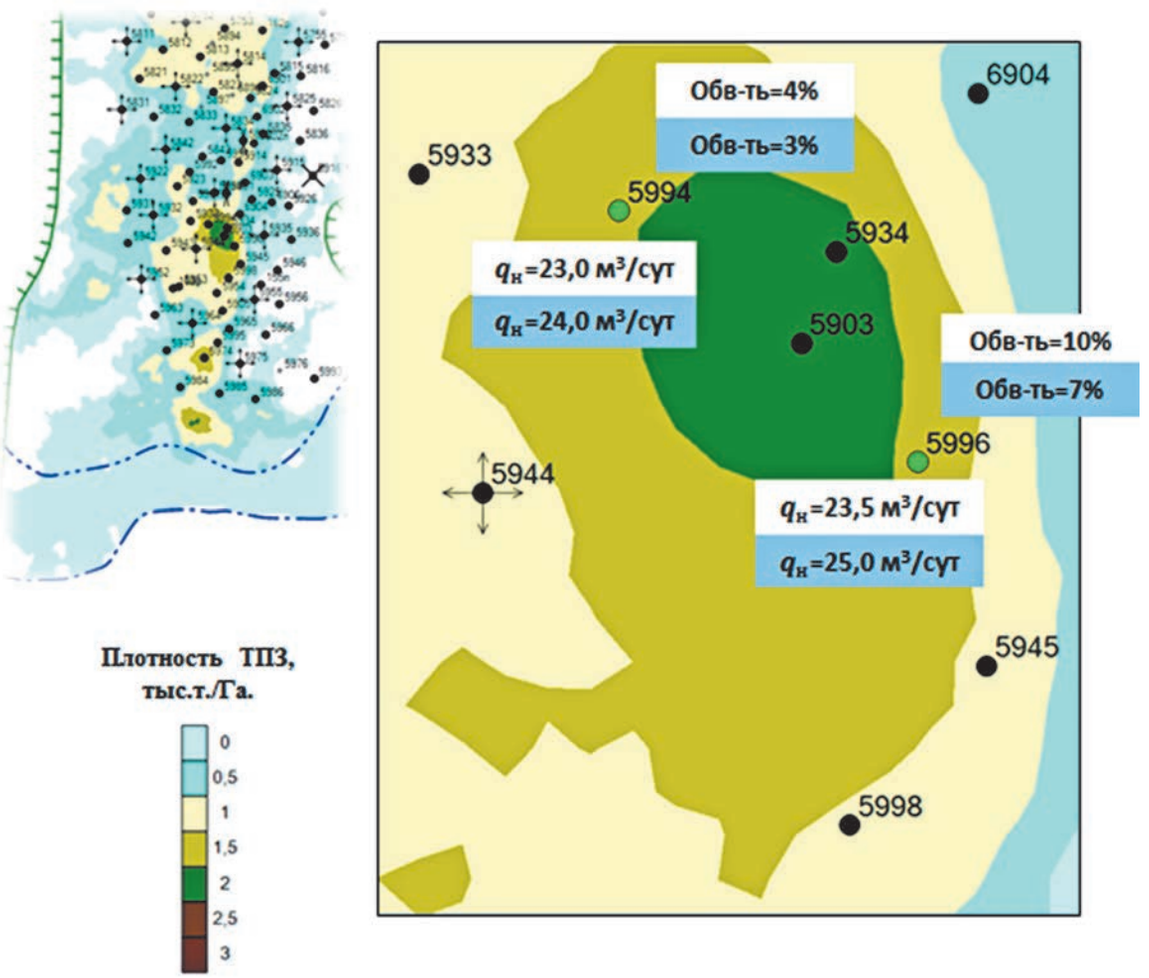
Показатели	Ед. изм.	В целом	Верхняя пачка	Нижняя пачка
НГЗ	тыс. т	8998	6081	2917
НПЗ	тыс. т	5755	4018	1737
ТПЗ	тыс. т	1533	664	869
Н (толщина)	М	33,3	17,3	16,0
$Н_{эфф}$ (эфф. толщина)	М	7,9	3,7	3,3
$К_{пес}$	д.ед.	0,65	0,78	0,52
$К_{пр}$	мД	160	208	80
$К_{п}$	д.ед.	0,19	0,19	0,18
$К_{нн}$	д.ед.	0,52	0,56	0,47
$К_{нт}$	д.ед.	0,30	0,25	0,33
$К_{выт}$	д.ед.	0,64	0,66	0,60
Kh	мД·м	26,5	41,0	12,0
Кохв	д.ед.	0,42	0,60	0,24
$К_{выр}$	д.ед.	0,73	0,83	0,5

Таблица 5.
Итоговые характеристики изменчивости свойств для верхней и нижней пачек

жинами позволило построить карты текущей нефтенасыщенности для верхней и нижней пачек для анализа распределения свойств по площади, не прибегая к 3D-моделированию, представленные на ***рис. 8***.

При построении карт принималось допущение, что в нагнетательных скважинах значение текущей нефтенасыщенности равно

Рис. 11.
Участок с уплотняющим фондом



№ скв.	$q_ж$, м³/сут		$q_н$, м³/сут		Обводненность, %	
	факт	расчет	факт	расчет	факт	расчет
5994	24,0	25,0	23,0	24,0	4	3
5996	26,0	27,0	23,5	25,0	10	7

Таблица 6.
Сравнительная таблица входных показателей

остаточной нефтенасыщенности, в неразбуренной зоне – начальной нефтенасыщенности (согласно оценке $К_{охв}$). Существенные различия средних значений доли подвижной нефти в дренируемом объеме: 84% и 34% для верхней и нижней пачки, соответственно, подтверждают предположение об опережающей выработке в верхней пачке.

Определение текущей нефтенасыщенности позволяет оценить текущее состояние выработки запасов. По известной формуле для $К_{выр}$ [6]:

$$К_{выр} = 1 - \frac{(K_{нт} - K_{но})}{(K_{нн} - K_{но})}. \qquad (17)$$

Для его определения были построены карты начальной нефтенасыщенности по РИГИС, карты текущей нефтенасыщенности по описанной методике, затем карты выработки запасов по разбуренной зоне. Карты выработки для верхней и нижней пачки представлены на ***рис. 9***.

Средние значения $К_{выр}$ также демонстрируют неравномерное распределение выработки. Приведенный методологический и математический аппарат позволяет построить поскважинные и интегральные разрезы коэффициента выработки.

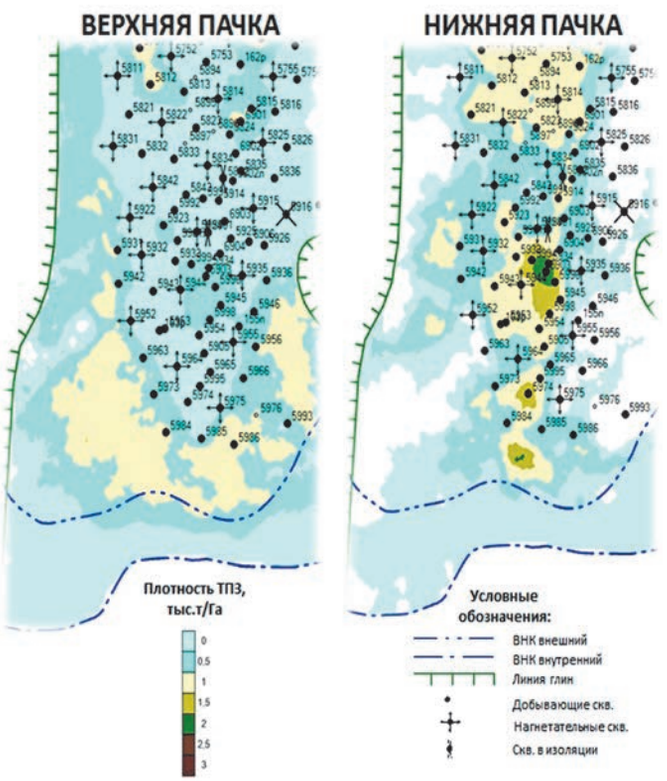
Представленный на ***рис. 10*** ГСР демонстрирует наибольшую степень выработки запасов в верхней пачке, где средние значения $К_{выр}$ равны 0,83 и 0,50 д.ед., соответственно, для кровельной и подошвенной части. Это подтверждает мысль об опережающей выработке запасов верхней пачки и локализации остаточных запасов в подошвенной части разреза, отбор которых будет затруднен при совместном вскрытии обеих пачек ввиду повышенной проводимости и обводненности верхней пачки.

В результате комплексного анализа текущего состояния выработки запасов по промысловым данным и расчетов динамики обводнения скважин выполнена дифференциация текущих запасов по площади и разрезу. Опережающая выработка характерна для верхней пачки. Остаточные запасы локализованы в нижней пачке, эффективный отбор таких запасов возможен при вскрытии в новых точках отбора только подошвенной части.

Для того чтобы убедиться в достоверности выполненных расчетов и представлений о модели выработки запасов, было выполнено тестирование методики с применением фактических данных. На ***рис. 11*** приведен участок, на котором в конце декабря 2015 г. были пробурены 2 уплотняющие скважины № 5994, № 5996.

Рассчитанные по известным соотношениям с учетом фазового состояния системы дебит жидкости и обводненность сопоставлены с фактическими данными ***(табл. 6)***.

Рис. 12.
Карты текущей плотности подвижных запасов для верхней и нижней пачек



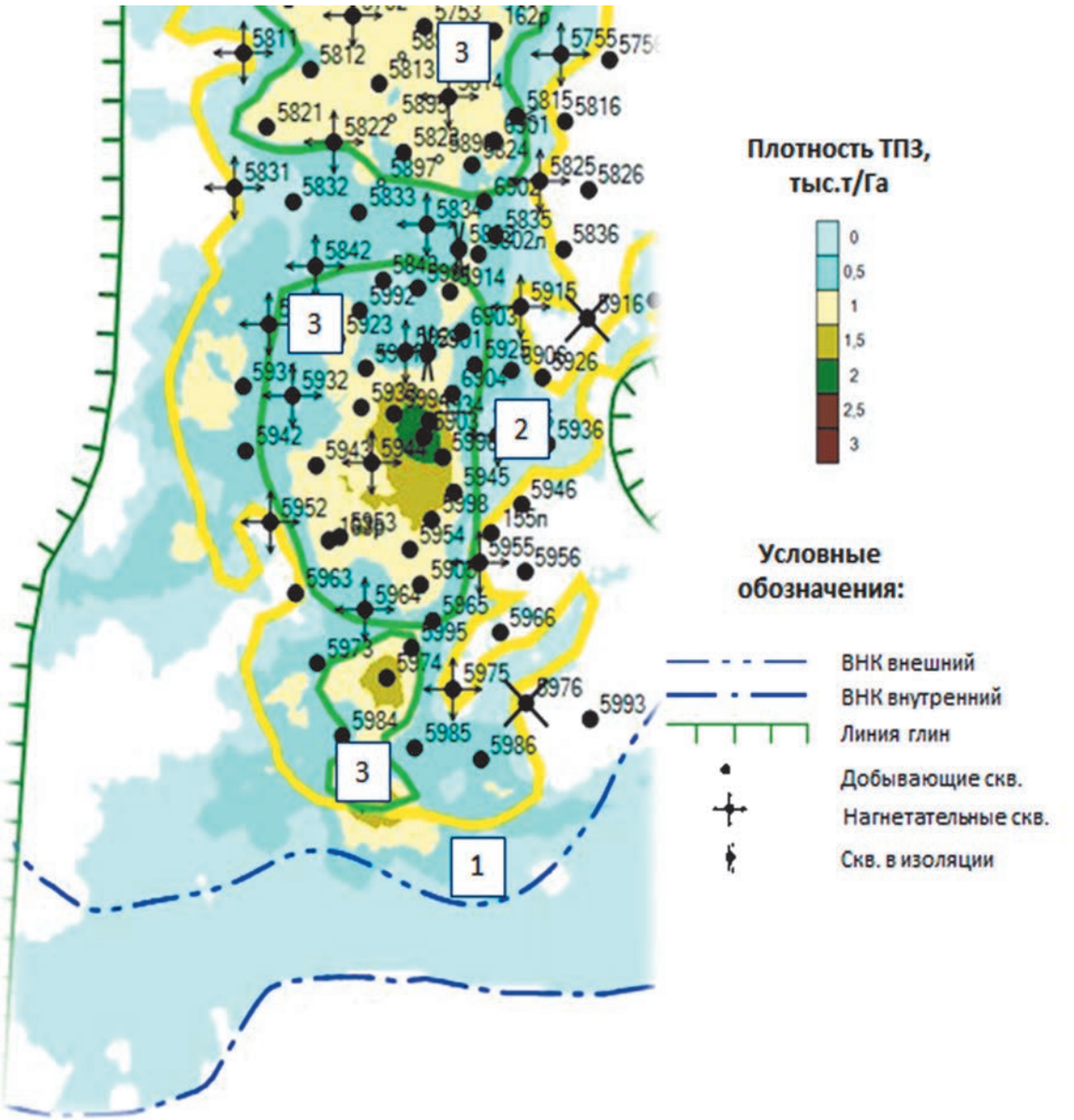


Рис. 13.
Ранжирование перспективных зон для бурения уплотняющего фонда с боковых стволов: 1 – неразбуренная зона; 2 – разбуренная зона; 3 – перспективная зона

Удовлетворительная сходимость результатов говорит о правомерности применяемого подхода к оценке выработки и локализации запасов. Полученные выводы могут служить основой для обоснования программы работ.

Таблица 7.
Характеристика зон

№ зоны	ТПЗ, тыс. т	ППЗ, тыс. т/Га	Прогнозная обводненность, %	$q_ж$, м³/сут	$Q_{н.уд}$, тыс. т/скв.
1	90,8	0,45	51	5,2	7,0
2	378,9	0,5	29	19,0	17,2
3	886,3	1,12	21	27,7	25,3

Этап 3: Выделение перспективных зон для бурения уплотняющих скважин

С целью выделения зон для проведения уплотняющего бурения были построены кар-

ты текущей плотности подвижных запасов для нижней и верхней пачки, представленные на ***рис. 12***.

Ввиду установленных особенностей процесса выработки запасов интерес представляет именно нижняя пачка. Для нижней пачки наибольшая плотность подвижных запасов сконцентрирована в районе скв. № 5903 с плотностью подвижных запасов от 1,5 до 2,5 тыс. т/Га.

На карте текущей плотности подвижных запасов (ППЗ) выделяются 3 зоны, изображенные на ***рис. 13***.

Для каждой зоны оценены: текущие подвижные запасы, плотность текущих подвижных запасов, средняя обводненность и потенциальный отбор на одну проектную единицу фонда [3]. Результаты расчетов приведены в ***табл. 7***.

С учетом показанной прогнозной эффективности работ наиболее перспективным участком с точки зрения наращивания добычи нефти и увеличения текущего КИН является зона 3. Входная обводненность по новым точкам отбора в зоне 3 оценивается на уровне 20%, дебит нефти 18,2 т/сут (при текущих фактических по объекту в целом 84,9% и 8,2 т/сут, соответственно). Удельный потенциал по накопленной добыче нефти составляет 25,3 тыс. т.

Выводы

1. На основе результатов ПГИС и динамики обводнения добывающего фонда выполнена количественная оценка выработки запасов и локализация зон концентрации остаточных запасов. Результаты выполненных расчетов демонстрируют удовлетворительную сходимость с фактическими данными, что дает основания для их применения в задачах планирования ГТМ.

2. В локализованных участках концентрации текущих подвижных запасов оценена эффективность УБ и БС, установлены наиболее перспективные участки.

3. Применение комплексного подхода дает возможность установить не только базовые характеристики, но и оценить распределение текущей нефтенасыщенности по площади и разрезу залежи, установить зоны локализации остаточных запасов, спрогнозировать технологическую эффективность буровых работ, выделить наиболее перспективные участки. Геолого-промысловый анализ позволяет описать процесс выработки запасов на качественном и количественном уровне (в первом приближении) и необходим при обосновании параметров 3D-модели.

Литература

1. Антипин М.А., Плиткина Ю.А., Девятков А.П., Вершинина А.В. Развитие аппарата структурного анализа в рамках методики локализации остаточных запасов нефти на примере Покровского месторождения Самарской области // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений. Сборник трудов научно-практической конференции. 2008. Выпуск II.
2. Бриллиант Л.С. Повышение эффективности геолого-технологических мероприятий по оптимизации плотности сетки скважин и интенсификации системы заводнения на Самотлорском месторождении: дисс... канд. техн. наук. Тюмень. 1990. 184 с.
3. Ведецкий Ю.В. Нефтегазопромысловая энциклопедия. М.: Недра. 2004.
4. Грешилов А.А., Стакун В.А., Стакун А.А. Математические методы построения прогнозов. М.: Радио и связь. 1997. 112 с.
5. Донцов К.М. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра. 1977.
6. Жданов М.А. Нефтегазопормысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М.: Недра. 1981.
7. Иванов М.М., Дементьев Л.Ф. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. М.: Недра. 1992.
8. Кибирев А.В., Клочков А.А., Выдрин А.Г. Применение результатов ПГИ для воспроизведения структуры остаточных запасов в гидродинамической модели (на примере Трехозерного месторождения) //Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений. Сборник трудов. 2012. Выпуск IV.
9. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра. 1957.
10. Ревенко В.М. Применение метода фильтрационных параметров и сопротивлений при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири: дисс... канд. техн. наук. Тюмень. 1974. 148 с.
11. Утусиков Я.В., Евдощук П.А. Прогноз показателей эксплуатации скважин методом характеристик вытеснения // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений. Сборник трудов. 2014. Выпуск V.
12. Хамидуллина А.Н. Геолого-промысловое обоснование доразработки нефтяных месторождений бурением боковых горизонтальных стволов. Бугульма. 1999.

UDC 622.03:532.546:553.982.2

A.S. Zavyalov, Deputy director general of Tyumen Oil and Gas Institute, LLC[1], zavialovas@togi.ru
L.S. Brilliant, PhD, Corresponding Member of the RANS, Director general of Tyumen Oil and Gas Institute, LLC[1], ting@togi.ru
A.A. Nedozhdiy, Leading engineer of Tyumen Oil and Gas Institute, LLC[1], lexunder91@gmail.com
I.O. Aleksandrova, Engineer–geophysicist of Tyumen Oil and Gas Institute, LLC[1], aleksa_irina72region@mail.ru
A.V. Kondratyeva, Student of Tyumen State University[2], AKondratyeva1993@gmail.com
V.S. Vasilyeva, Chief Geologist of Lukoil–AIK LLC[3], vasilevavs@lukoil–aik.ru

[1]Tyumen Oil and Gas Institute, LLC. 64 Gercen street, Tyumen, Russia
[2]Tyumen State University. 6 Volodarskogo street, Tyumen, Russia
[3]Lukoil–AIK LLC, 23a Mira street, Kogalym, Russia

The integrated approach to setting the current structure of oil reserves by geological and field production analysis. Estimation of technological efficiency

Abstract. Methods of 3D geological and hydrodynamic modeling are fundamental for most purposes the oil and gas industry. However, in this article the authors propose to depart from the modern 3D modeling and to refer to geological and field production analysis for a comprehensive assessment of recovery of reserves.

Keywords: geological and field production analysis; downhole logging; geology–statistic profile; formation; recovery of reserves; surface efficiency; oil–saturation factor; infill drilling; sidetracking; current recoverable reserves

References

1. Antipin M.A., Plitkina Iu.A., Deviatkov A.P., Vershinina A.V. *Razvitie apparata strukturnogo analiza v ramkakh metodiki lokalizatsii ostatochnykh zapasov nefti na primere Pokrovskogo mestorozhdeniia Samarskoi oblasti* [Development of the device structural analysis techniques in the framework of the localization of the residual oil on the example of Pokrovsky deposit Samara region]. *Optimizatsiia tekhnologii razrabotki neftianykh mestorozhdenii. Sbornik trudov nauchno-prakticheskoi konferentsii* [Technology Optimization of oil field development. Proc. conf.], 2008, issue II.
2. Brilliant L.S. *Povyshenie effektivnosti geologo-tekhnologicheskikh meropriiatii po optimizatsii plotnosti setki skvazhin i intensifikatsii sistemy zavodneniia na Samotlorskom mestorozhdenii: diss… kand. tekhn. nauk* [Improving the efficiency of geological and technical measures to optimize well spacing and stimulation flooding system at the Samotlor field. PhD Diss.], Tyumen, 1990, 184 p.
3. Vedetskii Iu.V. *Neftegazopromyslovaia entsiklopediia* [Oil and gas encyclopedia], Moscow, Nedra Publ., 2004.
4. Greshilov A.A., Stakun V.A., Stakun A.A. *Matematicheskie metody postroeniia prognozov* [Mathematical methods of forecasting], Moscow, Radio i sviaz' Publ., 1997, 112 p.
5. Dontsov K.M. *Razrabotka neftianykh mestorozhdenii* [The development of oil fields], Moscow, Nedra Publ., 1977.
6. Zhdanov M.A. *Neftegazopormyslovaia geologiia i podschet zapasov nefti i gaza* [Oil and gas geology and estimation of reserves of oil and gas]. Moscow, Nedra Publ., 1981.
7. Ivanov M.M., Dement'ev L.F. *Neftegazopromyslovaia geologiia i geologicheskie osnovy razrabotki mestorozhdenii nefti i gaza* [Oil and gas geology and geological basis for the development of oil and gas], Moscow, Nedra Publ., 1992.
8. Kibirev A.V., Klochkov A.A., Vydrin A.G. *Primenenie rezul'tatov PGI dlia vosproizvedeniia struktury ostatochnykh zapasov v gidrodinamicheskoi modeli (na primere Trekhozernogo mestorozhdeniia)* [Application of the results of the PIP to play the remaining reserves in the structure of the hydrodynamic model (on the field Trehozernogo example)]. *Optimizatsiia tekhnologii razrabotki neftianykh mestorozhdenii. Sbornik trudov* [Technology Optimization of oil field development. Proc.], 2012, issue IV.
9. Maksimov M.I. *Geologicheskie osnovy razrabotki neftianykh mestorozhdenii* [Geological bases of oil field development], Moscow, Nedra Publ., 1957.
10. Revenko V.M. *Primenenie metoda fil'tratsionnykh parametrov i soprotivlenii pri razrabotke neftianykh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri: diss… kand. tekhn. nauk* [Application of the method of filtration parameters and resistance in the development of oil fields in Western Siberia. PhD Diss.], Tyumen, 1974, 148 p.
11. Utusikov Ia.V., Evdoshchuk P.A. *Prognoz pokazatelei ekspluatatsii skvazhin metodom kharakteristik vytesneniia* [Forecast indicators of well operation by displacement characteristics]. *Optimizatsiia tekhnologii razrabotki neftianykh mestorozhdenii. Sbornik trudov* [Technology Optimization of oil field development. Proc.], 2014, issue V.
12. Khamidullina A.N. *Geologo-promyslovoe obosnovanie dorazrabotki neftianykh mestorozhdenii bureniem bokovykh gorizontal'nykh stvolov* [Geological and commercial rationale for redevelopment oilfield drilling horizontal sidetracks], Bugulma, 1999.